



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

TEMA:

Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena.

AUTOR:

Quinde Del Pezo José Antonio

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de

INGENIERO ELÉCTRICO

TUTOR:

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando Msc.

Guayaquil, Ecuador

02 de septiembre del 2026



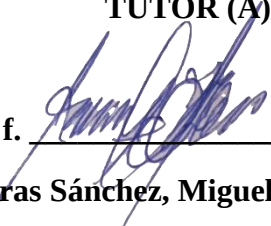
UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA: INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Quinde Del Pezo José Antonio**, como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico**.

TUTOR (A)

f.  _____

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando Msc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

f.  _____

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PhD

Guayaquil, 2 de septiembre del 2026



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Quinde Del Pezo José Antonio

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación: **Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena.** previo a la obtención del título de Ingeniero eléctrico, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, 2 de septiembre del 2026

EL AUTOR:

f. _____

Quinde Del Pezo José Antonio



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Quinde Del Pezo José Antonio

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación **Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena.**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 2 de septiembre del 2026

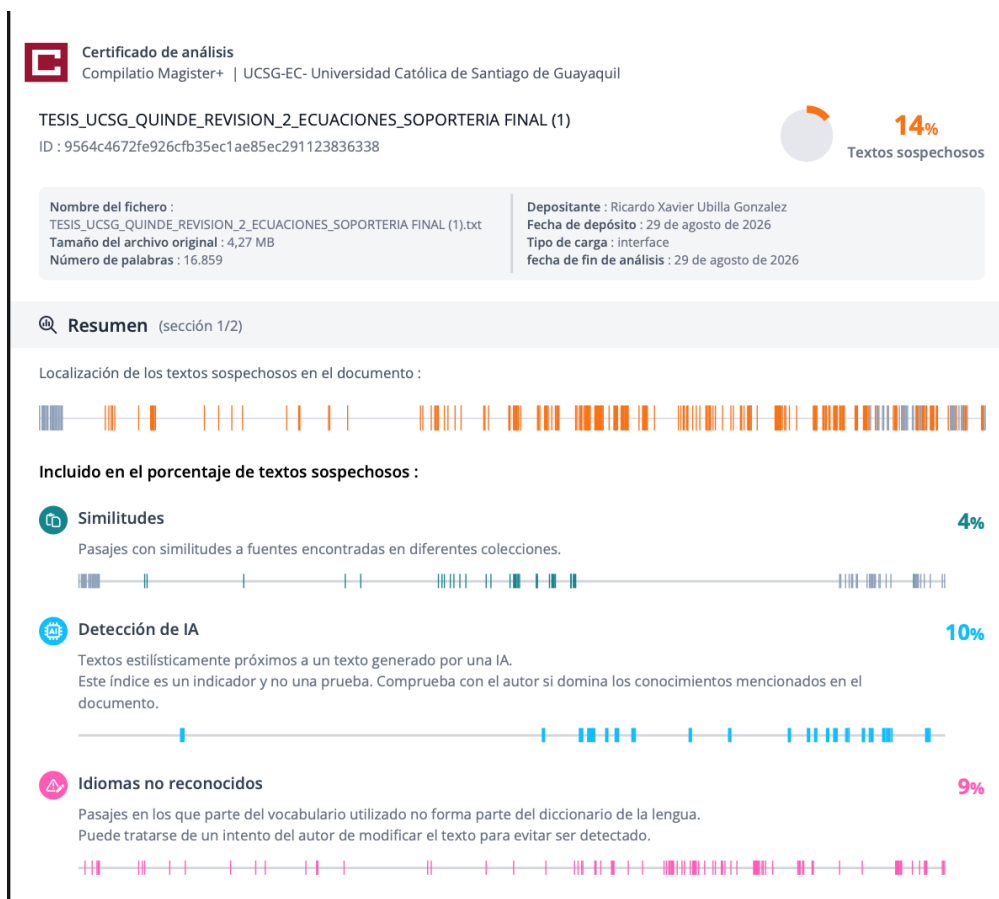
EL AUTOR:

f.  _____

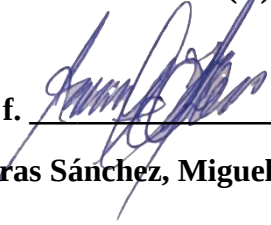
Quinde Del Pezo José Antonio

REPORTE COMPILATIO

Se revisó el Trabajo de Titulación **Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena**, presentado por el estudiante **José Antonio Quinde del Pezo**, de la carrera de Ingeniería en Electricidad, donde obtuvo del programa COMPILATIO, el valor de 4% de coincidencias, considerando ser aprobada por esta dirección.



TUTOR (A)

f. 

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando Msc.

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo de tesis a mi madre Sra. Carmen Olga Del Pezo Tómalá que me motivo y con sus oraciones Dios me protegiera por el camino del bien, a mis hijos Nazly, Doménica, Dayana y José que son mis fortalezas y pilares fundamentales en mi vida, mis hermanos, familiares y conocidos que me ayudaron a culminar con éxito toda la trayectoria universitaria.

AGREDECIMIENTO

Con estima y agradecimiento a mi Padre Celestial Dios y a la Universidad Católica De Santiago De Guayaquil por abrirme las puertas y facilitarme las herramientas necesarias para mi formación profesional, gracias a cada docente por los conocimientos adquiridos y, a toda la facultad técnica para el desarrollo de la UCSG por el infinito apoyo brindado en el camino para alcanzar mi sueño que no ha sido fácil, pero con perseverancia y aptitud estoy culminando.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PhD

DIRECTOR DE CARRERA

f. _____

Ing. Ricardo Xavier Ubilla González, Msc

COORDINADOR DEL ÁREA O DOCENTE DE LA CARRERA

f. _____

Ing. Héctor Pacheco Bohórquez, Msc

OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
RESUMEN.....	XIII
CAPÍTULO I.....	2
ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	2
1.1. Introducción	2
1.2. Antecedentes	2
1.3. Planteamiento del problema.....	3
1.4. Justificación del problema.....	3
1.5. Objetivos de la investigación	4
1.5.1. Objetivo general	4
1.5.2. Objetivos específicos.....	4
1.6. Hipótesis.....	4
1.7. Metodología de la investigación	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	6
2.1. Panorama energético y antecedentes internacionales de las ER	6
2.2. Contexto y antecedentes nacionales	8
2.3. Bases conceptuales del estudio	9
2.4. Fuentes de energía no renovables.....	9
2.5. Energías renovables: concepto, alcance e importancia	10
2.6. El Sol y su función como fuente energética.....	11
2.7. Aprovechamiento de la energía solar	12
2.8. Radiación solar y su interacción con la atmósfera	13
2.9. Horas sol pico como indicador energético	13
2.10. Constante solar e irradiancia extraterrestre	14
2.11. Sistema fotovoltaico: funcionamiento y conversión energética.....	15
2.12. Célula fotovoltaica y comportamiento semiconductor.....	15
2.13. Unión P-N y movimiento de portadores de carga	16
2.14. Efecto fotoeléctrico	17
2.15. Efecto fotovoltaico y generación de corriente.....	17
2.16. Elementos que integran un sistema fotovoltaico	18
2.17. Módulos fotovoltaicos: estructura y desempeño	18
2.18. Clasificación de los módulos fotovoltaicos.....	20
2.19. Orientación e inclinación de los módulos	21
2.20. Efectos del sombreado en la generación fotovoltaica	23
2.21. Configuraciones eléctricas entre módulos fotovoltaicos.....	24
2.22. Banco de baterías y almacenamiento energético.....	26
2.23. Tecnologías de baterías aplicables	27
2.24. Configuraciones eléctricas de los bancos de baterías.....	29
2.25. Inversor: conversión y acondicionamiento de potencia	30
2.26. Clasificación de los inversores fotovoltaicos	30
2.27. Arquitecturas de inversión y microinversores.....	32
2.28. Protección y seguridad en instalaciones eléctricas.....	34
2.29. Sistema de puesta a tierra	35
2.30. Protección frente a descargas atmosféricas	35
2.31. Zonas exteriores de protección.....	35
2.32. Zonas interiores de protección	35

2.33. Dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD).....	37
2.34. Coordinación escalonada de las protecciones	38
2.35. Protecciones requeridas en un sistema fotovoltaico.....	39
3. CAPÍTULO III	41
LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL CAMPUS UPSE	41
3.1. Antecedentes del levantamiento	41
3.2. Caracterización física y funcional	42
3.3. Resumen de facultades y departamentos.....	42
3.4. Condiciones climáticas y temperatura.....	43
3.5. Recurso solar e irradiación	44
3.6. Diagnóstico eléctrico actual.....	45
3.7. Consumo eléctrico mensual estimado	46
3.8. Perfil horario y coincidencia solar	47
3.9. Diagrama unifilar actual	48
4. CAPÍTULO IV	49
DISEÑO TEÓRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	49
4.1. Criterios de diseño y arquitectura seleccionada	49
4.2. Selección y cantidad de módulos	51
4.3. Configuración de cadenas y verificación térmica	52
4.4. Dimensionamiento de inversores	53
4.5. Conductores de corriente continua	54
4.6. Conductores y tablero de corriente alterna.....	55
4.7. Protecciones y seccionamiento.....	56
4.8. Sistema puesta a tierra.....	57
4.9. Estructura para modulo fotovoltaico	57
4.10. Distribución de arreglo fotovoltaico	58
4.11 Producción de energía estimada	58
Monitoreo, calidad de energía y puesta en marcha	59
Plan de mantenimiento y riesgos.....	59
5. CAPÍTULO V	61
PRESUPUESTO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA	61
Alcance y base de precios	61
5.1. Presupuesto referencial	61
5.2. Análisis de sensibilidad.....	62
5.3. Evaluación de rentabilidad y decisión.....	62
6. CONCLUSIONES	63
7. RECOMENDACIONES	64
8. REFERENCIAS	65
9. ANEXOS TÉCNICOS DE PREDISEÑO.....	68
9.1. Anexo A. Matriz de datos técnicos para levantamiento de información	68
9.2. Anexo B. Resumen de Cálculo de carga	69
9.3. Anexo C. Lista de comprobación para ingeniería definitiva.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Areas disponibles de Universidad Península de Santa Elena.....	42
Tabla 2. Demanda Horaria de áreas de la universidad.....	43
Tabla 3. Consumo eléctrico mensual estimado	46
Tabla 4. Parámetros del levantamiento de información.....	47
Tabla 5. Detalles de consumo	50
Tabla 6. Detalles de entrada DC.....	52
Tabla 7. Detalles de protección DC/AC.....	56
Tabla 8. Detalle de soporteria	58
Tabla 9. Producción Anual de sistema fotovoltaico.....	59
Tabla 10. indicador de riesgo del sistema fotovoltaico	60
Tabla 11. Presupuesto referencial	61
Tabla 12. Indicadores CAPEX.....	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Crecimiento de la Potencia fotovoltaica	7
Figura 2. Generación Distribuida y su crecimiento.....	8
Figura 3. Proyectos energéticos en el ecuador por CNEL EP hasta 2027	9
Figura 4. Fuentes de energía limpia	11
Figura 5. El Sol.....	12
Figura 6. Horas sol pico	14
Figura 7. Etapas de una célula fotovoltaica.....	16
Figura 8. Semiconductor de la cedula fotovoltaica	17
Figura 9. Modulo fotovoltaico	18
Figura 10. Supresores de transitorios/ transigentes (SPD).....	19
Figura 11. Módulo monocristalino.....	20
Figura 12. Módulo Policristalino	21
Figura 13. Módulo Amorfo	21
Figura 14. Posición del sol relativa sobre una superficie plana	22
Figura 15. Orientación eficiente módulo solar fotovoltaico	23
Figura 16. Inclinação módulo solar fotovoltaico	24
Figura 17. Índice de sombra sobre modulo fotovoltaico.....	24
Figura 18- Conexión en serie módulos fotovoltaicos.....	25
Figura 19. Conexión en paralelo módulos fotovoltaicos.....	25
Figura 20. Conexión en paralelo módulos fotovoltaicos.....	26
Figura 21. Figura 2.26. Banco de baterías.....	26
Figura 22. Batería de plomo-ácido sellada.....	27
Figura 23. Batería de Níquel-Cadmio	28
Figura 24. Batería de litio.....	28
Figura 25. Conexión en serie de baterías	29
Figura 26. Conexión mixta de baterías.....	29
Figura 27. Esquema de inversor autónomo	30
Figura 28. Esquema de inversor interconectado a la red.....	31
Figura 29. Inversor centralizado 12KWp con 4 entradas DC	33
Figura 30. Inversor en cadena con 4 entradas DC.....	34
Figura 31. Micro inversor 100Wp.....	34
Figura 32. Zonas de protección infraestructura industrial.....	36
Figura 33. Zonas de protección según el rango.....	37
Figura 34. Protección contra sobretensiones SDP	38
Figura 35. Estructura de protección contra sobretensiones SDP	39
Figura 36. Zonas de protección según su rango	40
Figura 37. Temperatura media mensual adoptada para el prediseño	44
Figura 38. Indicadores de irradiación global anual	45
Figura 39. Perfil horario representativo de demanda y generación.....	47
Figura 40. Diagrama unifilar actual	48

RESUMEN

Esta investigación examina la implementación de un sistema solar fotovoltaico híbrido para reducir el consumo de electricidad proveniente de la red en el campus principal de la Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE). El estudio aborda la necesidad de disminuir los costos energéticos, aprovechar los recursos solares disponibles y mejorar la continuidad del suministro para las actividades académicas, administrativas y científicas. Esta investigación adopta un enfoque cuantitativo y un alcance descriptivo para caracterizar las etapas del levantamiento de información y diseño del sistema.

La propuesta muestra un diseño de 499.5kWp, la cual está compuesta por 900 módulos monocristalinos de 555Wp organizado por 50 cadenas de 18 módulos conectados para 5 inversores de 100kW. El conjunto fotovoltaico ocupa un área 2.902 m² considerado para 5,20 horas y con una producción de 758 MWh al año y un rendimiento de 0.80. Cubriendo de esta manera el 42% del consumo estimado del campus universitario. Durante el mes de agosto se genera una demanda máxima de 570kWp que favorece al cliente y como medida de respaldo se tiene un sistema conformado por baterías para cubrir la demanda de la carga crítica.

La inversión del proyecto cuenta con un monto de 525,905 dólares y una recuperación de la inversión de 7.3 años. Dentro del análisis financiero se evidencio un VAN de 164,619.36 dólares que indica que el sistema es económicamente viable y que es autosustentable gracias al ahorro energético por la inyección de energía a la red teniendo como beneficio técnico los créditos por inyección de excedentes de energía.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, sistema híbrido, autoconsumo, generación distribuida, eficiencia energética, viabilidad técnico-económica.

ABSTRACT

This research examines the implementation of a hybrid solar photovoltaic system designer to reduce grid supplied electricity consumption at the main campus of the Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena. The study addresses the need to lower energy cost, harness available solar recourses, and improve supply continuity for academic, administrative, and scientific activities. A quantitative, descriptive methodology is employed detailing data collection and design stages while accounting for infrastructure limitations alongside a non-experimental design that considers technical requirements, meteorological variables, and budget constraints. The proposal presents a 499.5 Kwp design comprising 900 monocrystalline modules (555 Wp each), organized into 50 strings of 18 modules connected to five 100 kW inverters. The photovoltaic system occupies an area of 2,902 m², operates based on 5.20 peak sun hours, generates an annual output of 758 MWh with a performance ratio of 0.80, and covers 42% of the university campus's estimated consumption. It generates a peak power of 570 kWp during August benefiting the client and includes a battery backup system to meet critical load demands. The project requires an investment of USD 525,905, with a payback period of 7.3 years. Financial analysis yields a Net Present Value (NPV) of USD 164,619.36, indicating that the system is economically viable and self-sustaining; energy savings are achieved through grid injection, securing the technical benefit of credits for surplus energy fed back into the electrical grid.

Keywords: solar photovoltaic energy, hybrid system, self consumption, distributed generation, energy efficiency, technical economic feasibility.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

|Introducción

La transición energética ha dejado de ser un asunto exclusivamente asociado con la expansión de la oferta eléctrica. En instituciones de educación superior, también constituye una oportunidad para gestionar la demanda, reducir gastos operativos, fortalecer la resiliencia de servicios esenciales y convertir la infraestructura del campus en un espacio demostrativo para la formación y la investigación. Bajo esta perspectiva, la generación fotovoltaica distribuida permite producir electricidad en el mismo lugar donde se consume, mientras que el almacenamiento aporta flexibilidad para desplazar energía, atender cargas seleccionadas y responder ante interrupciones de la red.

El campus matriz de la Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE), ubicado en el cantón La Libertad, desarrolla actividades académicas, administrativas, científicas y de servicios que dependen de un suministro eléctrico continuo. Una publicación alojada en el repositorio institucional reporta una extensión total de 316.497 m² para el predio universitario; sin embargo, esa magnitud no equivale al área disponible para instalar módulos, pues deben excluirse circulaciones, zonas de expansión, cubiertas con baja capacidad estructural, obstáculos y superficies afectadas por sombra Universidad Estatal Península de Santa Elena. El presente trabajo de titulación propone una ruta de ingeniería para evaluar un sistema solar fotovoltaico híbrido conectado a la red y complementado con almacenamiento. El alcance de los tres primeros capítulos comprende la formulación del problema, la fundamentación teórica y normativa, y el protocolo de levantamiento de información. El dimensionamiento definitivo y el presupuesto solo podrán cerrarse después de disponer de facturas, perfiles de carga, inventario de superficies, condiciones eléctricas y cotizaciones verificables.

|Antecedentes

En los últimos años la generación de electricidad por energía solar fotovoltaica ha tenido un crecimiento por la disminución de costos en la tecnología y su participación en proyectos de gran envergadura. En entornos universitarios, su aplicación presenta una coincidencia favorable: una parte importante de la demanda ocurre durante las horas diurnas, cuando existe disponibilidad solar. Esta simultaneidad puede elevar el autoconsumo y disminuir la energía adquirida a la distribuidora, siempre que la capacidad instalada se ajuste al perfil real de carga.

En Ecuador, la Regulación ARCERNR 005/2024 presenta disposiciones para la habilitación, interconexión, aplicación y operatividad de sistemas de generación organizados entorno a fuentes renovables destinados al autoabastecimiento de consumidores regulados. Por

consecuente, un proyecto universitario conectado a la red eléctrica debe abordar más que simples cálculos energéticos. También debe tener en cuenta la viabilidad de la conexión, la medición, los sistemas de protección, la operación, el mantenimiento y la gestión de la energía producida.

|Planteamiento del problema

El desarrollo de instalaciones, equipamiento y población de usuarios de un campus puede aumentar el consumo eléctrico y la demanda máxima. Cuando no existe una caracterización consolidada por edificios, horarios y tipos de carga, las decisiones de eficiencia o autogeneración se toman con información fragmentada. En el caso de la UPSE, la falta de documentación complementaria suministrada por la universidad impide determinar qué porcentaje del consumo podría ser cubierto por generación solar, qué potencia conviene instalar y qué capacidad de batería sería justificable. El problema técnico no consiste únicamente en comprobar que el recurso solar está disponible. Se requiere establecer la relación entre demanda, recurso, espacio, topología eléctrica y restricciones económicas. Un sistema sobredimensionado puede producir excedentes poco aprovechables y elevar la inversión; uno subdimensionado puede generar un ahorro marginal; y una batería seleccionada sin cargas críticas ni estrategia operativa puede incrementar el costo sin aportar un beneficio proporcional.

En consecuencia, la pregunta de investigación se formula así: ¿de qué manera puede estudiarse y predimensionarse un sistema solar fotovoltaico híbrido, sustentado en información eléctrica, solar, física y económica verificable, para disminuir la energía eléctrica adquirida por el campus matriz de la UPSE?

|Justificación del problema

4.1. Justificación técnica

El estudio permitirá integrar en un solo diagnóstico las facturas eléctricas, la curva de carga, el inventario de equipos, la infraestructura de distribución, las áreas disponibles y el recurso solar. Esta integración es indispensable para definir la potencia fotovoltaica, la relación DC/AC, la configuración de inversores, la capacidad útil del almacenamiento y las protecciones. Asimismo, permitirá distinguir entre reducción de consumo de red, reducción de demanda máxima y respaldo de cargas críticas, beneficios que no deben tratarse como equivalentes.

1.4.2. Justificación económica

La universidad necesita conocer no solo la inversión inicial, sino también los costos de reposición, operación y mantenimiento, la energía evitada, los posibles cargos de demanda y la vida útil de los componentes. Un presupuesto referencial sustentado en cantidades de obra y cotizaciones comparables facilita priorizar alternativas y evita que la decisión dependa únicamente del precio de los módulos.

1.4.3. Justificación ambiental y académica

La sustitución parcial de electricidad de red por energía solar puede reducir impactos ambientales asociados al consumo eléctrico y fortalecer la cultura institucional de eficiencia. Además, el sistema podría funcionar como laboratorio vivo para prácticas de monitoreo, electrónica de potencia, automatización, mantenimiento y análisis de datos, siempre que la instrumentación y el acceso académico se incorporen desde la fase de diseño.

|Objetivos de la investigación

1.5.1. Objetivo general

Estudiar un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo de energía eléctrica proveniente de la red en el campus matriz de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, mediante el análisis de la demanda, el recurso solar, la infraestructura disponible y la viabilidad técnico-económica.

1.5.2. Objetivos específicos

- Realizar un levantamiento de información técnica al campus matriz de la UPSE para conocer el consumo eléctrico y detalles de la infraestructura.
- Diseñar un sistema fotovoltaico híbrido en base al consumo y restricciones del proyecto.
- Elaborar un estudio técnico económico con una propuesta referencial que permita ver la viabilidad del proyecto.

|Hipótesis

Si el sistema fotovoltaico híbrido se dimensiona con base en el perfil real de demanda, el recurso solar, el área útil y una estrategia de almacenamiento orientada al autoconsumo y a las cargas críticas, entonces será técnicamente posible disminuir la energía adquirida de la red sin comprometer la continuidad ni la seguridad de las instalaciones del campus.

|Metodología de la investigación

La investigación tendrá enfoque cuantitativo, alcance descriptivo-propositivo y diseño no experimental. Será descriptiva porque caracterizará el consumo, las cargas y las condiciones del sitio; y propositiva porque transformará esos resultados en una alternativa de sistema híbrido. Las variables no serán manipuladas durante el levantamiento; se observarán y procesarán en su contexto de operación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

En el transcurso de las décadas, los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero ya no son tan dependiente gracias a las energías renovables.

En este escenario, la electricidad constituye un recurso esencial para el crecimiento sostenido, sin embargo, su alta demanda exige fuentes capaces de cubrir el consumo sin ahondar los impactos ambientales.

La energía solar fotovoltaica es una respuesta favorable a esta problemática: aunque en primera instancia en 1970 se la caracterizo como una tecnología costosa, ha progresado con mejoras en eficiencia y reducciones en el precio de sus componentes. De esta manera, se ejemplifica una microrred fotovoltaica conectada a la red, enfocada a reducir el consumo de electricidad convencional mediante las horas de mayor disponibilidad solar (Pupiales, 2025).

En laboratorios especiales mediante investigaciones han contribuido al desarrollo de tecnologías para detectar y transformar la radiación solar.

Se ha definido que la energía solar es un recurso eficiente que asume una participación mayor frente a las fuentes convencionales. Esta circunstancia señala que el progreso tecnológico, ayudado de una correcta planificación, resulta una opción viable y confiable al momento de gozar del potencial solar.

Según los orígenes en la tierra, la energía dispone de tres grupos, principalmente se le contribuye a la radiación solar, que opera de forma directa o indirecta provocando fenómenos (la luz, los vientos, la biomasa) y, a muy largo plazo, los combustibles fósiles. Segundamente se corresponde con la formación del sistema solar, de la que derivan la energía nuclear y la geotermia. Y como último punto procede de la interacción gravitacional con la Luna, responsable de la minoría de la energía relacionada a las variaciones del nivel del mar (Delgado, 2022).

|Panorama energético y antecedentes internacionales de las ER

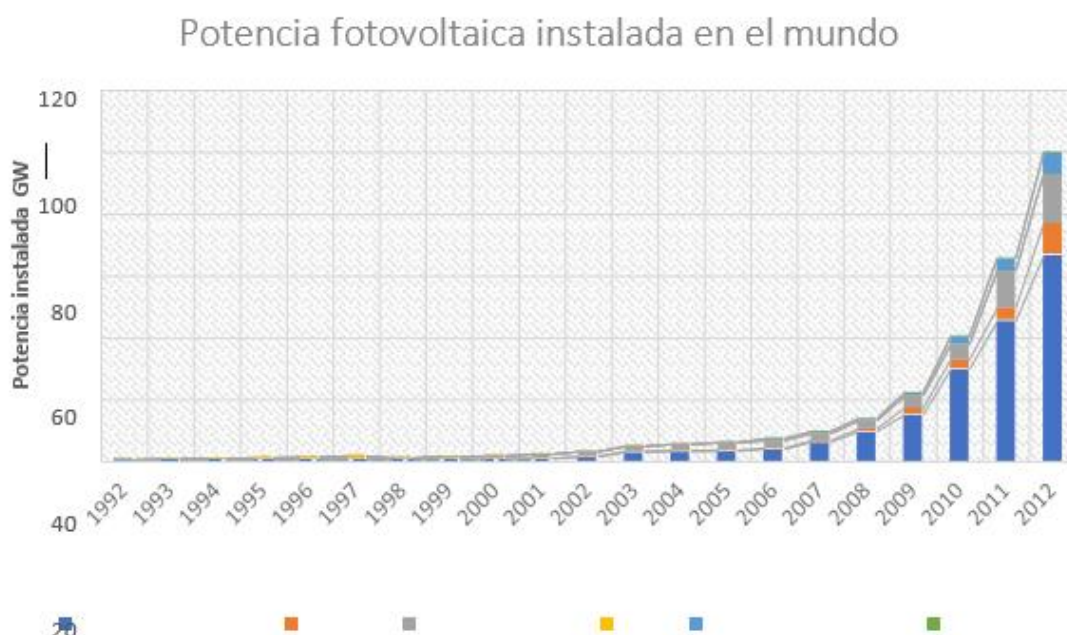
La vivencia internacional indica cómo la energía fotovoltaica pasó de ser una opción de uso limitado a convertirse en una tecnología relevante dentro de la transición energética.

La disminución de costos, la ampliación de la eficiencia de los módulos, los programas de incentivo y la necesidad de disminuir las emisiones asociadas a la generación convencional ha sido respuesta de su expansión. Mundialmente tiene un gran impacto positivo el sistema fotovoltaico por medio del avance tecnológico

En el año 2012, Internacionalmente la agencia de energía mediante la recopilación de datos obtenidos por el sistema programable de potencia fotovoltaica (PVPS) efectuó un informe donde destaco a los países que instalaron proyectos de generación fotovoltaica como son los países Alemania, Australia, Austria, Bélgica (Gancho, 2023).

Canadá, Dinamarca, España, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Nueva Zelanda, República de Corea, Suecia, Suiza, Turquía, Unión Europea con capacidad instalada destacada de 28 GW doblando la energía generada en el periodo 2010 con una totalidad de 63.6 GW. Tres países como Estados unidos, Francia y Japón aumentaron su potencia generada en un 36%, mientras que otros países han empezado a generar e instalar proyectos con potencias entre 1 a 5 GW por como lo muestra la Figura 1.

Figura 1. Crecimiento de la Potencia fotovoltaica

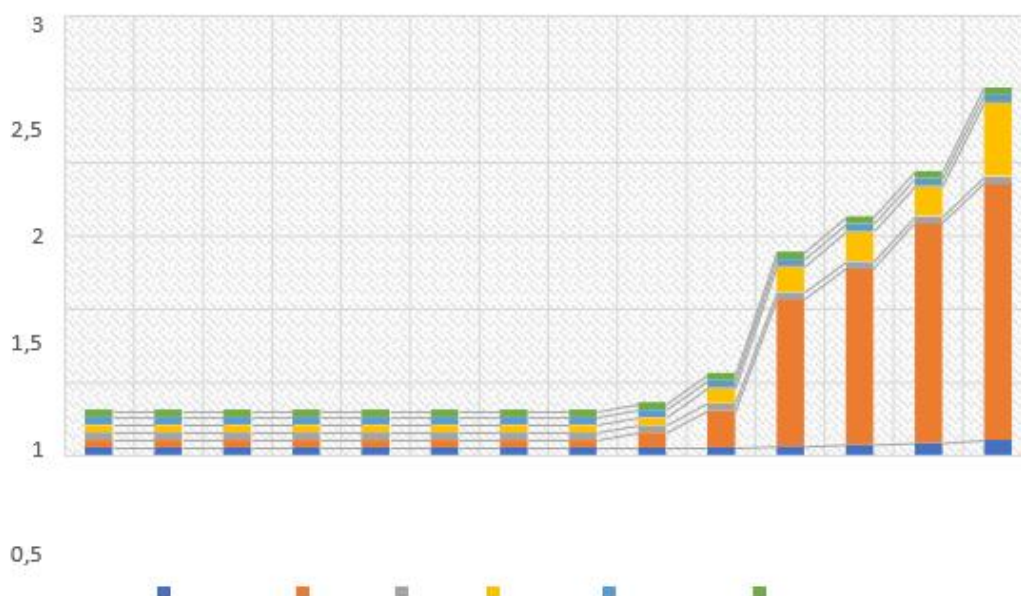


Fuente: Olade, 2022

En Latinoamérica y el caribe el manejo de la energía solar fotovoltaica como fuentes de energía para la distribución eléctrica ha resultado un impacto positivo para el medio ambiente y respecto a localidades con difícil acceso, gracias a un plan para promover los proyectos tecnológicos y políticas establecidas se provee tener un avance significativo a largo plazo entre 12 y 15 años, obteniendo un lugar en el mercado de las energías renovables por

medio de convenios con entidades públicas y privadas que auspician proyectos de energías (CAF, 2023), la Figura 2. Muestra la estimación de capacidad instalada hasta el periodo 2020.

Figura 2. Generación Distribuida y su crecimiento



Fuente: Olade, 2022

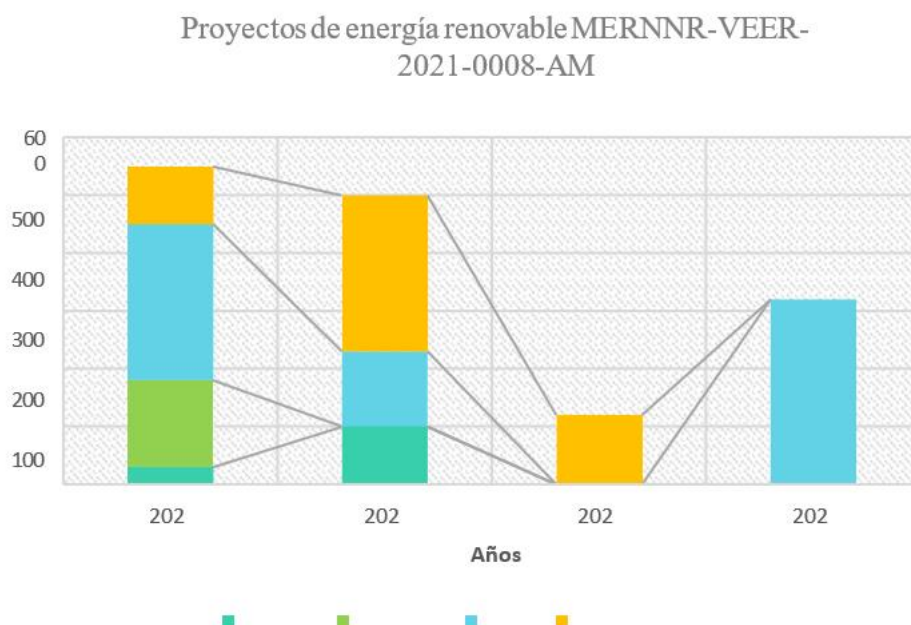
Contexto y antecedentes nacionales

En países como Ecuador, el recurso de radiación solar y la diversidad geográfica crean condiciones favorables para completar la matriz eléctrica con generación fotovoltaica. Por lo que de forma automática este potencial no sustituye a otras fuentes, pero afirmativamente ofrece oportunidades para diversificar el suministro, reducir pérdidas y acercar la generación a los lugares de consumo (De la Torre, 2022).

La localización de Ecuador es favorable porque cuenta con la mayor diversidad de recursos renovables que han sido aprovechados con el propósito de generar energía limpia y reducir la dependencia de energía de otros países. Por otro lado se potencian las centrales de generación hidroeléctricas donde se adquirió una potencia nominal 2401.62 MW con un 43.62% de porcentaje, siendo la mayor fuente generadora a nivel del país (Gazho & Ortiz, 2025).

Mediante un convenio el Ministerio de energía y recursos no renovables impulsa nuevos proyectos potenciales con la aplicación de fuentes renovables

Figura 3. Proyectos energéticos en el Ecuador por CNEL EP hasta 2027



Fuente: Dirección de análisis y prospectiva eléctrica, 2021 Edición: autor.

ministerial MERNNR-VEER-2021-0008-AM detalla los índices de proyectos de carácter renovable que están en fase de análisis y contricción como lo muestra la Figura 3.

Bases conceptuales del estudio

Este epígrafe concentra los conceptos necesarios para comprender la captación de la radiación solar, su conversión en electricidad y la operación segura de una microrred fotovoltaica conectada a la red. Un sistema integrado debe de analizarse mediante la relación entre recurso solar, módulos, conversión electrónica, almacenamiento y protecciones.

Fuentes de energía no renovables

Las fuentes no renovables tienen reservas finitas y demandan procesos de extracción, transformación y transporte. Adicionalmente del agotamiento progresivo, su uso puede generar emisiones, residuos y alteraciones ambientales; por ende, la planificación energética

contemporánea busca reducir su dependencia sin comprometer la continuidad ni la calidad del suministro.

El mecanismo de obtención de este tipo de energía es por medio de la naturaleza, su generación provoca un gran impacto ambiental y es limitado, resulta entonces este recurso de la descomposición de seres vivos y otros organismos por un lapso de más de mil de años.

La razón de ser limitado este tipo de energía es debido al incremento de la población la cual solicitaba una mayor cantidad de energía, a partir del año 2010, se hizo una evaluación de la obtención de combustible fósil en el planeta tierra con un porcentaje decreciente de un 85% por lo que se encuentra en la necesidad de buscar otras fuentes de energía que favorezcan con los cuidados del medio ambiente.

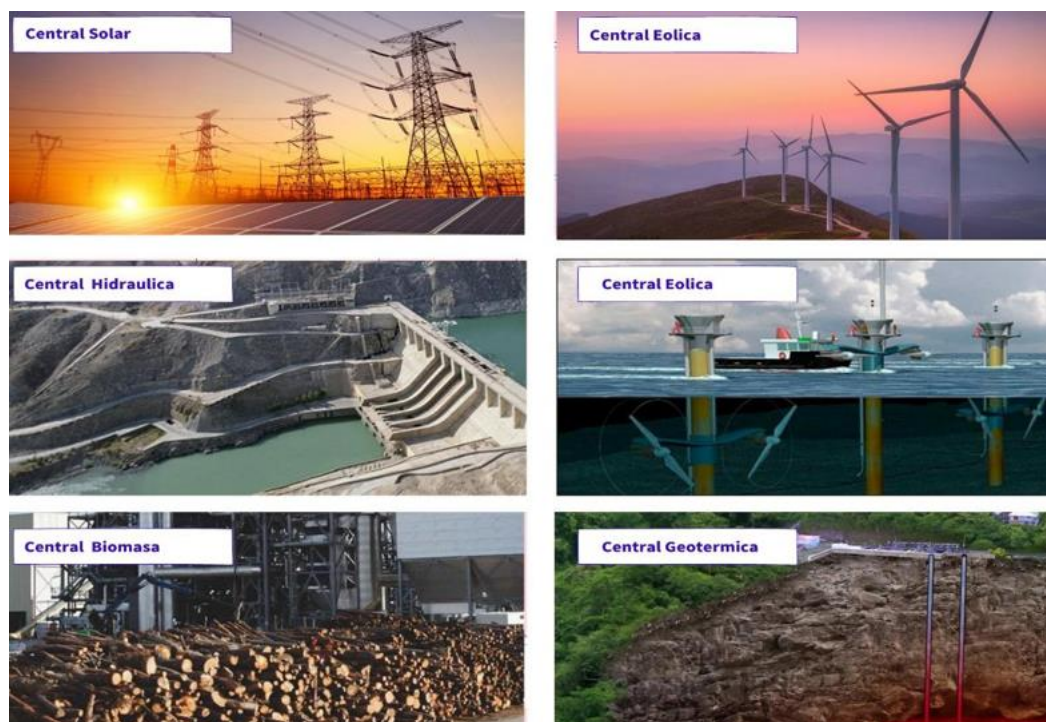
|Energías renovables: concepto, alcance e importancia

Por medio de los ciclos naturales en escalas de tiempo compatibles con su aprovechamiento, una fuente renovable se repone, pero, su disponibilidad puede variar durante el lapso de tiempo (día, año), de modo que su integración demanda conocer el recurso, seleccionar la tecnología adecuada y coordinarla con almacenamiento, control o respaldo de red.

Se pueden definir como energías renovables a aquellas energías que aprovechan los recursos naturales para producir energías útiles por el hombre. A las energías renovables se las considera como fuentes casi inagotables porque se restauran por medios naturales, la evolución tecnológica renovable explora mitigar la emisión de gases de efecto invernadero los cuales son dañinos para el medio ambiente.

La mayoría de las fuentes de energía renovable se derivan de dos formas de luz y calor emitidas por la radiación solar (Santamarta, 2004). Los tipos de energía que provienen de recursos naturales son: solar fotovoltaica. Solar térmica, eólica, hidráulica, geotérmica, mareomotriz, biomasa y undimotriz, como se puede observar en la Figura 4.

Figura 4. Fuentes de energía limpia



Nota: Generadores renovables. Fuente. Renova energy, 2023

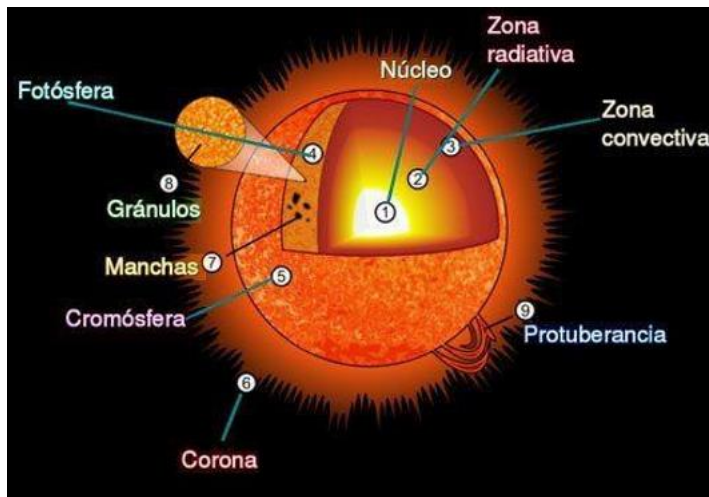
|El Sol y su función como fuente energética

Gran parte de los procesos energéticos son sostenidos por el Sol ocurridos en la Tierra. Su radiación impulsa fenómenos atmosféricos, el ciclo del agua y la fotosíntesis, y pueden gozarse de forma directa por medio de las tecnologías solares térmicas o fotovoltaicas.

Se calcula que el sol surgió hace 4650 millones de años y se disolverá en 5000 millones de años. El sol representa una enorme cantidad de energía donde surgen procesos como la fusión nuclear y la colisión de átomos a temperaturas superiores a los 15 millones de grados Celsius. En su núcleo, estos procesos dieron lugar a la gran esfera de plasma que conserva su forma. El 71% de la masa está compuesto por hidrógeno, el 27% por átomos de helio y el 2% por otros elementos de peso superior.

La masa total del sistema solar corresponde al 99% del sol. El cambio de masa y la emisión de energía muestra radiación electromagnética que se propaga en forma de onda a través del sistema solana. la Figura 5. muestra la composición del sol y sus etapas.

Figura 5. El Sol



Nota: Etapas que conforman el sol. Fuente: GloboTera, 2022

|Aprovechamiento de la energía solar

La energía solar se transforma en calor o electricidad según el mecanismo de captación utilizado. En el caso fotovoltaico, el beneficio principal se concentra en convertir la radiación incidente en corriente continua y acondicionarla que posterior alimenta cargas o intercambia energía con la red.

El sol manifiesta energía que hace posible generar otro tipo de energías representadas como secundarias, originadas por la interacción (directa e indirecta) de la radiación solar en contacto con la tierra.

La energía interactuada de manera directa causa dos efectos conocidos como efectos térmico y fotónico, en el que el efecto térmico hace posible aprovechar la radiación solar a cargo de la temperatura para producir energía solar térmica y por otro lado el efecto fotónico genera energía solar fotovoltaica y biomasa por la absorción de fotones de rayos de luz.

La radiación solar al pasar por las capas de la atmósfera e hidrosfera parte de sus ondas es absorbida por los gases de estas capas las cuales se encargan de los cambios climáticos, la dirección del viento y el movimiento de las mareas.

Este suceso es considerado como energía indirecta y la optimización de estos fenómenos climáticos viabiliza la generación de energía eólica, mareomotriz y undimotriz.

|Radiación solar y su interacción con la atmósfera

El posicionamiento solar, nubosidad, la composición atmosférica, la altitud y las características del entorno depende de la cantidad de radiación disponible en un lugar. Estas variables explican porque la producción de un sistema fotovoltaico cambia a lo largo del día y entre estaciones.

El sol emite energía conductible por el espacio en diferentes direcciones a través de ondas electromagnéticas. Cuya radiación son producidas por los constantes procesos de fusión nuclear provocando reacciones en el núcleo que son emitidas por la superficie solar.

En cuestión de intervalo de tiempo la radiación solar emitida por el sol llegaría al planeta tierra en un promedio de 8 minutos y una distancia que se aproxima a 149.59 millones de kilómetros. Se enfatiza que no toda la radiación solar incide por la superficie terrestre. Las capas concéntricas que forma parte del planeta Tierra son el núcleo, el manto y la corteza entre ellas existe un cambio de temperatura por unidad de distancia (gradiente térmico) que en unión a la atmósfera hacen que las ondas de menor alcance sean captadas a través de gases que presenta la atmósfera en cada capa.

Existe una clasificación de la radiación solar conforme a las capas de la atmósfera que atraviesa radiación directa, radiación difusa y radiación global.

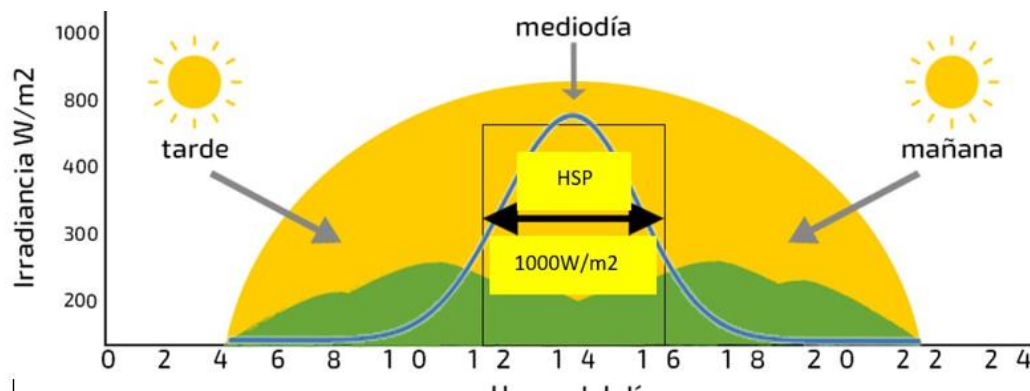
|Horas sol pico como indicador energético

Se facilita la estimación preliminar de la energía que puede producir un arreglo fotovoltaico por las horas sol pico.

El indicador expresa una referencia de cuántas horas equivalentes de irradiancia, habitualmente 1000 W/m², representan la irradiación acumulada de un periodo determinado.

Se conoce como captación energética en forma de radiación cuando los paneles logran la absorción como la aportación de energía eléctrica, la cual sea óptima a los sistemas de consumo en el transcurso de un año. Se designa como HSP, representada la radiación directa como la difusa por medio de dos intervalos máximos y mínimos que son evaluados por medio de una curva de irradiancia. la Figura 6 muestra el periodo horario de las horas sol pico y en el rectángulo las horas de máximo aprovechamiento.

Figura 6. Horas sol pico



Nota: Diferencia entre irradiación e irradiancia. Fuente: Globalsun. 2023

En la figura 6 se observa un rectángulo color negro la cual corresponde al pico máximo donde es mayormente aprovechable la radiación solar para el consumo con un valor de irradiancia de 1000 W/m². El valor de irradiancia es un valor promedio que varía según los datos obtenidos por satélites, expresa el valor optimo donde los paneles solares trabajan a su mayor capacidad en intervalos horarios desde las 13:00 hasta las 18:00 horas. El conocimiento de hora solar pico va ligado con la constante solar la cantidad de irradiación absorbida en un área específica durante un periodo de tiempo KWh/m². Variando su intensidad creciendo en periodos diurnos hasta alcanzar el alba, su valor máximo constante lo mantiene en el periodo diurno con un tiempo promedio de 6:00 horas y decreciendo en su atardecer (Mora, 2024).

|Constante solar e irradiancia extraterrestre

La constante solar tiene como referencia la descripción del flujo energético recibido fuera de la atmósfera terrestre. En la superficie, el valor efectivo es menor y variable debido a la absorción, dispersión y reflexión que producen la atmósfera y las condiciones meteorológicas.

De la parte externa de la atmosfera terrestre, se obtiene una corriente de energía difundida que se manifiesta como radiación solar originada del sol que influye en lo que respecta a un plano perpendicular. 1367 W/m² es el valor de mediciones conseguidos por satélites conocido como irradiancia solar indica la cantidad de potencia por unidad de área que incide sobre una superficie, expresada en W/m² (Domínguez, 2024).

|Sistema fotovoltaico: funcionamiento y conversión energética

Un sistema solar fotovoltaico no se limita únicamente a los paneles, ya que también incluye cables, estructuras, sistemas de protección, dispositivos de conversión, acumuladores y sistemas de monitoreo. La efectividad global depende de que todos estos componentes sean compatibles y estén diseñados correctamente.

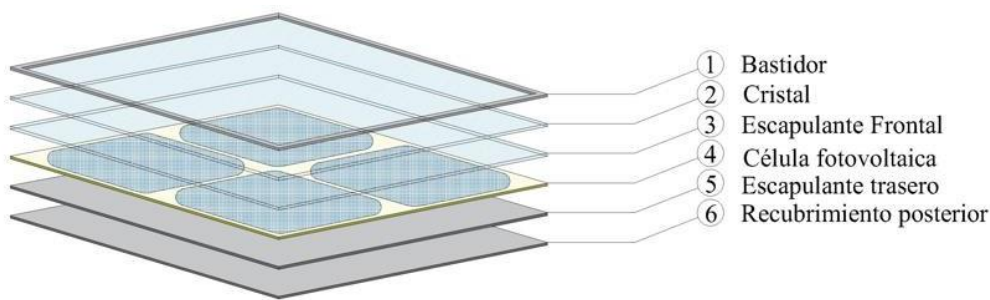
La energía solar produce electricidad mediante la combinación de un sistema conectado de componentes eléctricos y electrónicos. Los módulos fotovoltaicos son fundamentales en el proceso de transformación de energía. Este procedimiento implica captar la radiación solar que se presenta en forma de ondas electromagnéticas, y a través de celdas, se generan electrones en el material semiconductor, creando una diferencia de potencial entre las placas. (Pérez, 2024).

|Célula fotovoltaica y comportamiento semiconductor

La unidad básica de conversión es constituida por la célula. Los fotones son recibidos con energía suficiente, generando portadores de carga que el campo eléctrico interno separa, produciendo en un circuito externo una diferencia de potencial aprovechable. La célula fotovoltaica (material semiconductor) está compuesto por silicio cristalino debido a sus propiedades conductivas, este semiconductor dopado de impurezas localizado entre los materiales conductores y aislantes, en la lámina del material semiconductor comprende en su núcleo protones, neutrones y electrones quienes circulan libremente entre las láminas produciendo una interacción (Ruales, 2024).

La circulación de los electrones y la manera en que se estructuran establecen la valencia del átomo y su comportamiento trata de llegar siempre a una configuración estable en el cual la valencia se constituye por lo menos por 8 electrones compartiendo o cediendo electrones para llegar a su intención. la Figura 7 muestra los componentes que comprende una celda fotovoltaica.

Figura 7. Etapas de una célula fotovoltaica



Nota: Componentes internos de una célula solar. Fuente: Bonilla, 2022

|Unión P-N y movimiento de portadores de carga

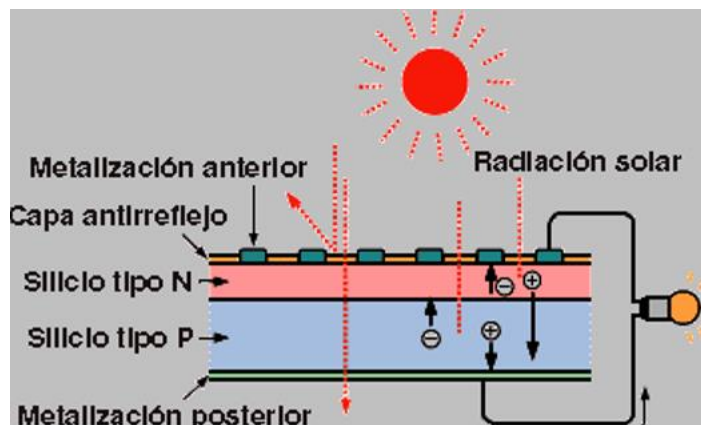
La unión entre materiales tipo P y tipo N origina una región con un campo eléctrico interno. Por medio de este campo hay una orientación de electrones y huecos, previene su recombinación inmediata y hace posible obtener corriente cuando la célula se conecta a una carga.

La configuración tipo P -N es una composición producto de material extrínseco tipo N al que se le añaden impurezas, en esta forma sobra un átomo de electrón por cada átomo de impureza opciones de ser arsénico, antimonio, fósforo. Los movimientos libre de electrones son gracias a electrones libres para generar electricidad.

El material extrínseco tipo P a través de la adición de partículas como aluminio, boro, galio solo posibilita formar 3 enlaces por cada átomo de impureza añadido en la configuración, los portadores mayoristas son conocidos como Huecos con carga positiva (Calva, 2023).

Por otra parte la configuración P-N origina un fenómeno de intercambio entre portadores pasando electrones por el semiconductor tipo P y huecos por el semiconductor tipo N. la celda solar absorbe la radiación, una parte de esta radiación incita el intercambio de portadores produciendo energía eléctrica continua por medio del efecto fotovoltaico. la Figura 8. presenta la distribución de las placas de un material semiconductor.

Figura 8. Semiconductor de la célula fotovoltaica



Fuente: Sunpower, 2024

|Efecto fotoeléctrico

La interacción entre la radiación electromagnética y los electrones de un material es explicado por el efecto fotoeléctrico. Su análisis relaciona la energía de los fotones con la respuesta del semiconductor y con las pérdidas que aparecen cuando parte del espectro no puede beneficiarse. Mediante este efecto fotoeléctrico se liberan electrones de un material a causa de los efectos de la radiación electromagnética. La energía es comprendida por los electrones del material y estos logran un nivel energético mayor.

|Efecto fotovoltaico y generación de corriente

El efecto fotovoltaico adopta la absorción de luz, la generación de pares electrón-hueco y la separación de cargas en la unión P-N, en una célula solar. La corriente obtenida depende tanto de las propiedades del material como de la irradiancia, la temperatura y las condiciones de operación.

Efecto fotovoltaico se produce por medio del contacto de 2 placas de distintos materiales semiconductores tipo P-N, con una de las aplicaciones centrales de impacto fotoeléctrico mediante el cual la captación de radiación en la célula fotovoltaica desencadena un flujo de electrones en movimiento constante que transita de forma libre por medio de las placas provistas de un material semiconductor (Flores C. , 2024).

|Elementos que integran un sistema fotovoltaico

Los componentes se seleccionan como un conjunto coordinado. Una incompatibilidad de tensión, corriente, potencia o protección disminuye el rendimiento, acelera el envejecimiento de los equipos o compromete la seguridad de la instalación.

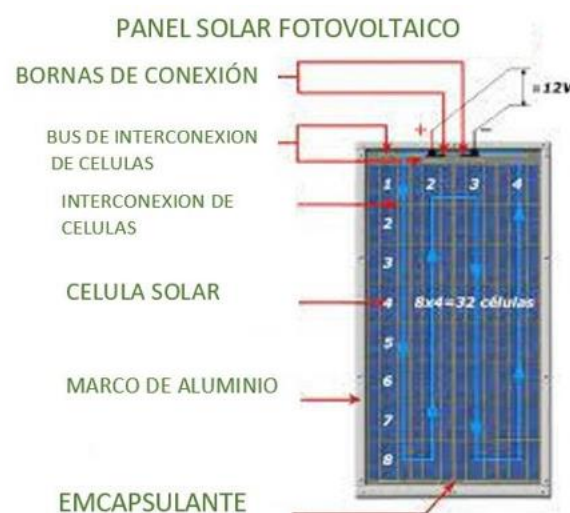
|Módulos fotovoltaicos: estructura y desempeño

Los módulos reúnen células eléctricamente conectadas y protegidas por la humedad, los esfuerzos mecánicos y la radiación ultravioleta. Las condiciones estandarizadas son determinadas por su potencia nominal, mientras que la producción real varía por factores como la temperatura, la orientación, el sombreado y las pérdidas del sistema.

Son dispositivos encargados de absorber la radiación emitida por el sol y mediante el efecto fotovoltaico que a causa del material semiconductor y su configuración es apto de transformar la irradiancia en energía sustentable. La energía es transmitida por los módulos en energía eléctrica constante, pese a que la radiación solar difundida por el sol no es continua no obstante dicha energía no fluctúa aquella se conserva transmitiendo al salir una corriente I_{cc} .

Cada módulo contiene una potencia unitaria, no obstante, un sistema está compuesto por un grupo de módulos que puede modelarse en serie, paralelo o mixto de acuerdo a las características del sistema lo cual incrementa su potencia, pero configura su V_{sc} o I_{sc} la cual va vinculado directamente con el controlador MTTP (Serrano, 2023).

Figura 9. Modulo fotovoltaico



Fuente: Álvarez, 2022.

La Figura 9. Muestra la estructura de los módulos fotovoltaicos los cuales fueron diseñados para soportar altas temperaturas, en sus células se disipa el calor. El diseño de estos

módulos fue pensado para conservar el estado del panel con una vida útil entre 20 y 25 años. Se añadieron protecciones térmicas y eléctricas en el tipo de encapsulado formando un sistema robusto.

Figura 10. Supresores de transitorios/ transientes (SPD)



Fuente: Álvarez, 2024

La Figura 10. Presenta las partes de un panel solar fotovoltaico indicando seguidamente se detalla la función que cumplen cada uno de los componentes del sistema:

Cubierta exterior: elemento compuesto por una lámina cristalina con propiedades que captan al máximo la absorción de energía solar.

Encapsulado: material termoplástico compuesto tanto por silicona como EVA (etileno, vinil, acetato) cuyo índice de refracción se asemeja al vidrio y busca conservar de forma constante lo que respecta al índice de radiación solar.

Protección posterior: Es una lámina con diferentes capas de materiales capaces de soportar temperaturas altas, creando una protección a los elementos internos del módulo fotovoltaico, y convirtiéndolos en un sistema robusto contra agentes atmosféricos.

Marco: Es la estructura exterior del panel y la que se enlaza entre los elementos constitutivos y la protección posterior. Conformado por una sola capa de aluminio para asegurar un sistema resistente frente temperaturas elevadas.

Diodo de protección: elemento semiconductor con el fin de proteger a los módulos contra sobrecorrientes producidas por la absorción de radiación solar, que también son utilizados por medio de un arreglo para mejorar la calidad de señal de salida.

|Clasificación de los módulos fotovoltaicos

La tecnología de fabricación contribuye en la eficiencia, el costo, la apariencia y el comportamiento térmico de los módulos. La elección no debe basarse únicamente en la eficiencia nominal, sino también en el espacio disponible, el clima, la garantía y las condiciones de instalación.

Según la composición que presenten las células solares y al material primario como silicio, para mejorar su eficiencia se crearon módulos compuestos a partir de dopar al silicio que funciona como semiconductor con compuestos como telurio de cadmio, arseniuro de galio, boro, etc. La mezcla de silicio puro con otro tipo de agente da como producto cristales monocristalinos, policristalinos como amorfos. Cada una muestra aspectos distintos por la distribución de los átomos (Murillo, 2024).

Estructura monocristalina: Destacada por su eficiencia siendo entre 24.7 y 30%. Su estructura está conformada por barras de silicio cristalizadas, cada barra posee cuatro electrones y se caracteriza por su diseño cada célula tiene forma particular semi cuadrada y un color azul oscuro (Parrales, 2025). Su diseño se muestra en la Figura 11.

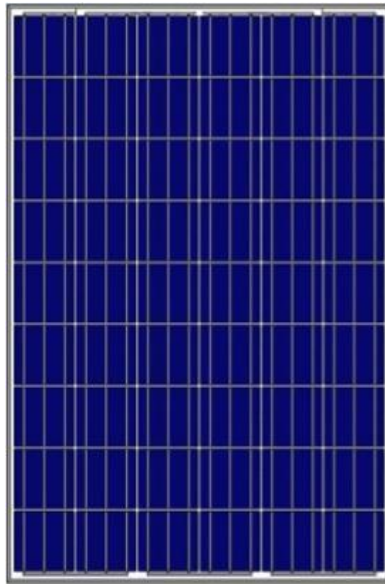
Figura 11. Módulo monocristalino



Fuente: Solergy, 2022.

Estructura policristalina: su composición está compuesta por pequeñas barras de silicio en forma de microcristales con una tonalidad azul, es diferente por presentar una textura granulada y cortes cuadrados, su rendimiento se maneja entre el 19 y 20% (Argoti, 2021). Su diseño se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Módulo Policristalino



Fuente: Solergy, 2023.

Estructura amorfa: su estructura tiene diferencia de los otros módulos, esta no es cristalina, con una tonalidad marrón oscura y no hay una uniformidad entre sus células, ostenta un alto grado de absorción y sus células son más delgadas que las de un panel monocristalino. Su rendimiento fluctúa entre el 12 y 14% (Argoti, 2021). Su diseño se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Módulo Amorfo

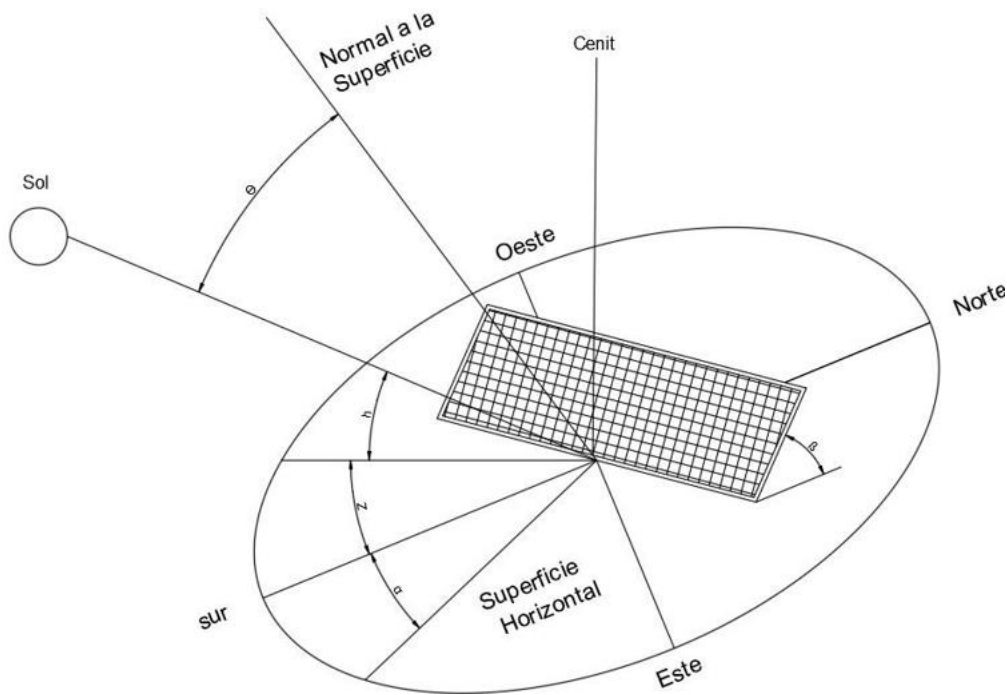


Fuente: Solergy (2022).

|Orientación e inclinación de los módulos

Una orientación adecuada busca maximizar la radiación recibida en el transcurso del periodo de interés. La inclinación óptima depende de la latitud, el perfil de consumo, las restricciones físicas y la presencia de obstáculos; por ende, debe evaluarse con información del sitio.

Figura 14. Posición del sol relativa sobre una superficie plana



Fuente: Bonilla, 2022.

La Figura 2.19, muestra la inclinación del sol sobre la superficie respecto a un plano horizontal, en la Figura se observa las coordenadas geográficas y la radiación incidente al módulo fotovoltaico propagada por el sol donde:

θ = *ángulo de incidencia solar*

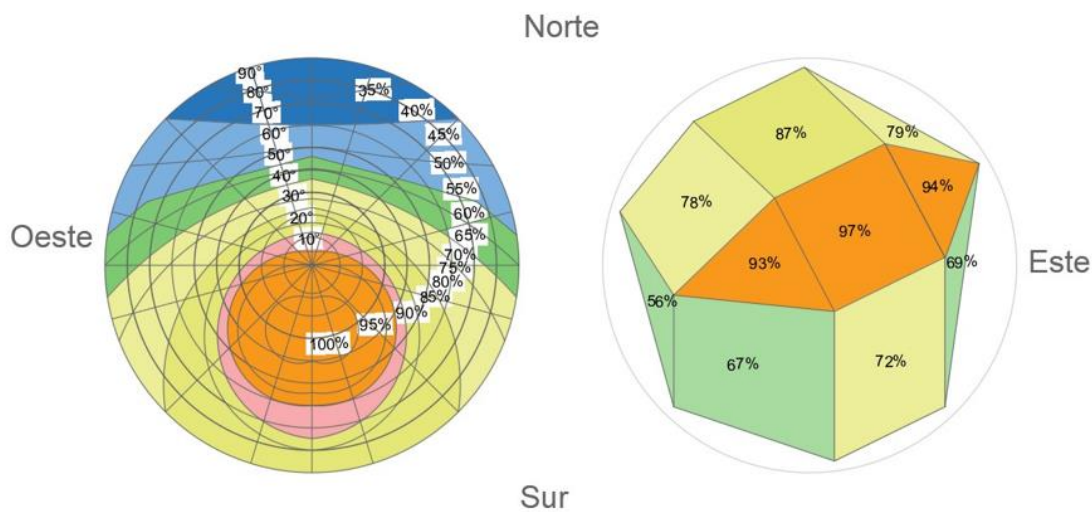
β = *ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico*

z = *Azimut solar*

α = *orientación del azimut del módulo fotovoltaico* h = *altura solar*

Una porción de la energía incide sobre la superficie horizontal y es captada por el módulo en cuyo medio recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada, esta cambiará según la inclinación y posición que tenga el sol con relación al ángulo solar en un intervalo de tiempo como irradiación.

Figura 15. Orientación eficiente módulo solar fotovoltaico



Fuente: Bonilla, 2022.

La Figura 15. es una adaptación del movimiento del sol en una superficie plana y la inclinación y eje que debe tomar el módulo solar para obtener una buena captación de radiación difusa conforme con el movimiento y la inclinación que tiene el sol sobre un módulo fotovoltaico, se ejecutó un sistema poligonal donde se muestra el rango de captación en porcentaje donde la captación mínima es 56% y un máximo de 97% (Quinteros, 2025).

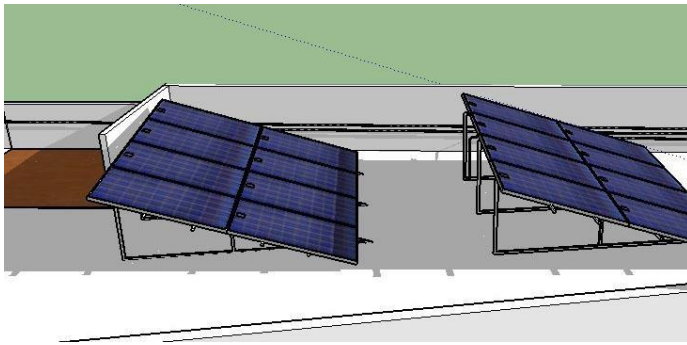
Efectos del sombreado en la generación fotovoltaica

El sombreado parcial puede afectar a toda una cadena de módulos, provocar desajustes eléctricos y activar diodos de bypass. Adicional de reducir la energía producida, una distribución térmica desfavorable genera puntos calientes, debido a esto el análisis de sombras es una tarea esencial del diseño (Luis & Zoria, 2024).

Resulta fundamental tomar relevancia a la incidencia de sombras sobre los módulos fotovoltaicos, estos pueden ocasionar grandes pérdidas en el arreglo fotovoltaico y en casos más severo un incendio puede ser ocasionado por una mala uniformidad entre módulos.

Según las estaciones el sol tiende a tener cierta inclinación, en el invierno se inclina más hacia el sur y sus sombras se vuelven más prolongadas, también se destaca de este concepto que no siempre se aplica por la inclinación del sol la superficie donde se instalan los módulos fotovoltaicos y el entorno que lo rodea. En un entorno muchos edificios pueden generar una sombra que no necesariamente tiene que ver con el sentido del sol, en consecuencia, la correcta inclinación y distancia entre módulos se adaptara según el entorno y movimiento del sol (Flores E. , 2026).

Figura 16. Inclinación módulo solar fotovoltaico



Fuente: Solar center, 2021.

Figura 17. Índice de sombra sobre modulo fotovoltaico

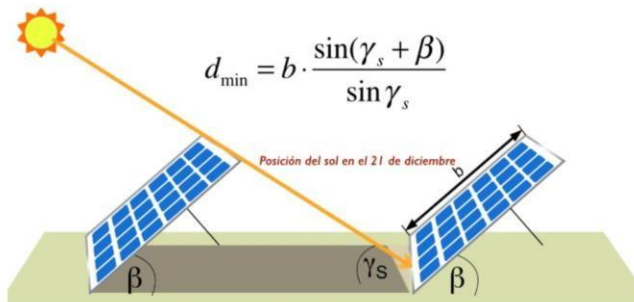


Figura 2.22. Orientación eficiente módulo solar fotovoltaico.

Fuente: Solar center, 2021.

En las Figuras 16 y 17 se aprecia la sombra generada por la incidencia del sol en un módulo fotovoltaico en el que se observa la distancia mínima (d_{min}) que debe existir entre módulos fotovoltaicos. Para deducir la distancia mínima es necesario conocer los siguientes parámetros:

β = ángulo de inclinación del modulo fotovoltaico

b = largo del modulo fotovoltaico

γ_s = ángulo critico en el solsticio

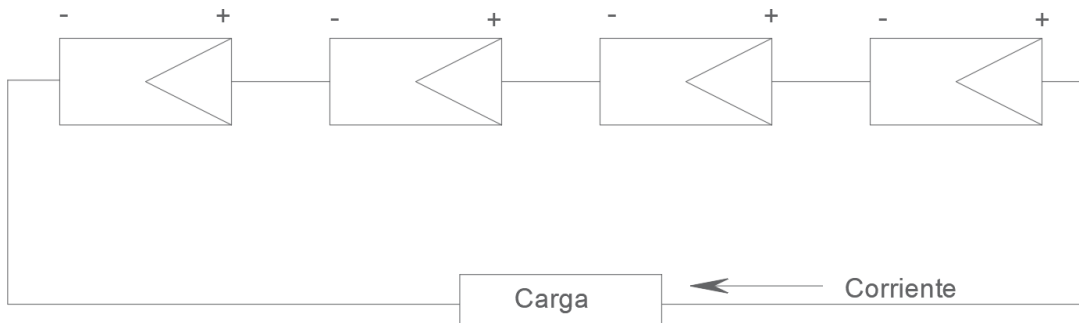
|Configuraciones eléctricas entre módulos fotovoltaicos

La conexión en serie eleva la tensión del arreglo, mientras que la conexión en paralelo incrementa la corriente. Las combinaciones mixtas hacen posible ajustar ambos parámetros a la ventana de operación del inversor y del seguidor de máxima potencia (MPPT).

Conexión serie: Funciona la conexión serie de módulos fotovoltaicos fotovoltaicos al igual que una fuente generadora, consecuencia de la suma de los voltajes de cada módulo

mientras que la corriente sigue siendo la misma que circula entre los elementos. Como podemos verlo en la Figura 18.

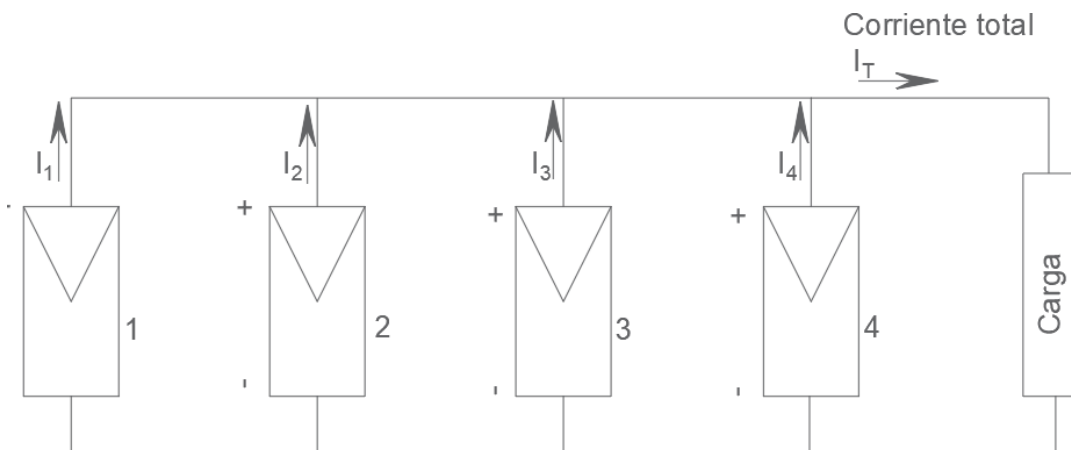
Figura 18- Conexión en serie módulos fotovoltaicos



Fuente: PVsolar, 2022

Conexión paralela: la conexión paralela como muestra la Figura 19. Muestra a los módulos paralelos entre sí en consecuencia su voltaje será el mismo, no obstante, por cada uno de los módulos circulará una corriente, la sumatoria de estas corrientes sería una corriente total.

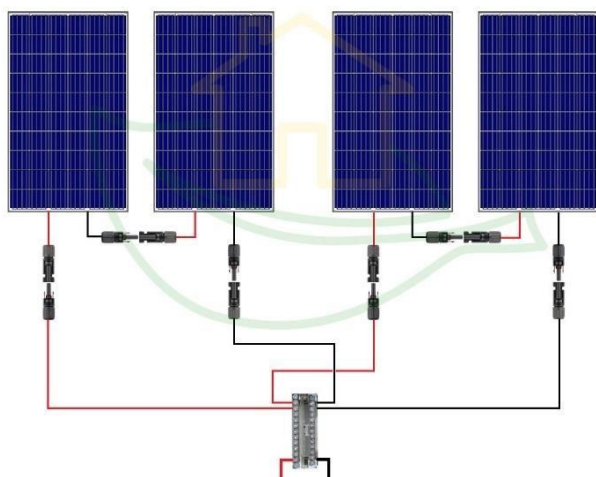
Figura 19. Conexión en paralelo módulos fotovoltaicos



Fuente: PVsolar, 2022

Conexión mixta: existen ciertas condiciones específicas, según el tipo de sistema, al momento de diseñar un sistema fotovoltaico en consecuencia, dependiendo al modelo del inversor el arreglo fotovoltaico deberá ajustarse al voltaje y corriente permisible de estos dispositivos. Como resultado, se realizarán arreglos series y paralelos para llegar a los valores requeridos tal como se observa en la Figura 20.

Figura 20. Conexión en paralelo módulos fotovoltaicos

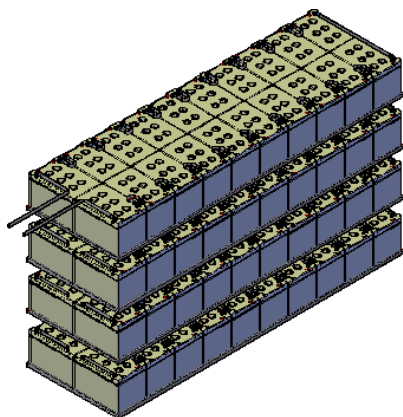


Fuente: Solar Center, 2022.

Banco de baterías y almacenamiento energético

El almacenamiento desacopla temporalmente la generación y el consumo. Para definir un banco de baterías deben considerarse la energía útil, la profundidad de descarga, la potencia requerida, la temperatura, el número de ciclos y la estrategia de operación. la Figura 21. Ilustra un banco de baterías con 8 sets para suministrar energía de reserva a la carga (Vazquez, 2023).

Figura 21. Banco de baterías



Fuente: CSB, 2022.

Las baterías utilizadas en los sistemas solares fotovoltaicos se diferencian por soportar altas temperaturas hasta 55°C y admiten un gran número de descargas y tener un alto número de ciclos los cuales variarán según el porcentaje de descarga y el modelo de batería. Obteniendo una autonomía que varía entre 5 a 12 años.

Tecnologías de baterías aplicables

Cada química de batería ofrece compromisos distintos entre costo, densidad energética, mantenimiento, seguridad y vida útil. La comparación debe realizarse sobre el ciclo de vida completo y no solo con base en el precio inicial (Reascos, 2022).

Batería VRLA: Las baterías de plomo-ácido también conocidas como VRLA son conocidas para aplicaciones de respaldo de energía en sistemas como UPS, sin embargo, la innovación tecnológica creó baterías selladas libre de mantenimiento y a prueba de fuga capaces de soportar condiciones extremas con temperaturas de -20 hasta 50°C con una autonomía de 8 a 12 años. la Figura 22. muestra un modelo de batería VRLA.

Figura 22. Batería de plomo-ácido sellada



Fuente: CSB, 2022.

Baterías de níquel Cadmio: en la línea de evolución de baterías más eficientes la batería de níquel cadmio (NiCd) fueron diseñadas para mejorar el tiempo de autonomía para mantener un sistema de energía ininterrumpida, soporta altas temperaturas entre los 34 y 45°C, según el tipo de descarga se clasifican en baja (L), media(M), alta (H), la Figura 23., muestra un modelo de batería NiCd.

Figura 23. Batería de Níquel-Cadmio



Fuente: FIAMM, 2023.

Baterías de litio: Baterías de litio o Li-ON son baterías selladas libres de mantenimiento, ocupan menor espacio, debido a su configuración su tiempo de carga es mínimo, soporta altas temperaturas, no emite propagación de gases, tienen una vida útil de 15 a 20 años. Aunque presenta ventajas con respecto a los modelos VRLA y NiCd este tipo de batería tiene un alto coste económico. la Figura 24. muestra la imagen de una batería Li-ON.

Figura 24. Batería de litio



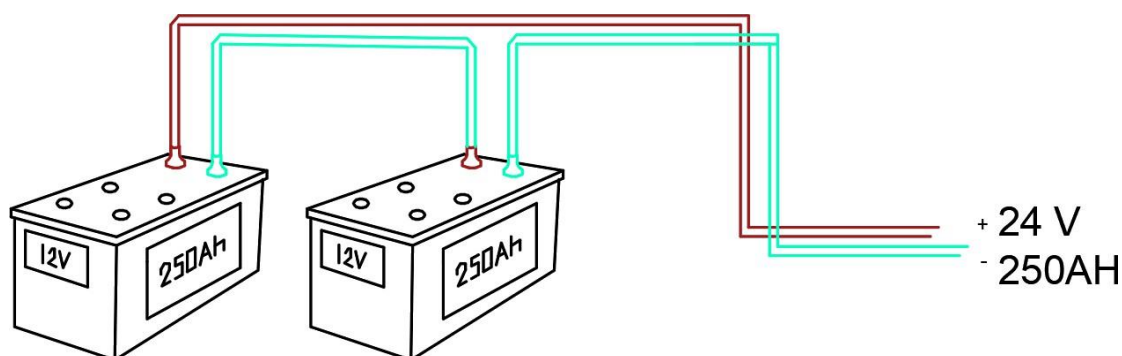
Fuente: Auto solar, 2022.

Configuraciones eléctricas de los bancos de baterías

Al igual que en los módulos, las conexiones en serie y paralelo modifican la tensión y la capacidad disponible. Los elementos de un mismo banco deben ser compatibles y operar en condiciones similares para evitar desequilibrios y envejecimiento prematuro.

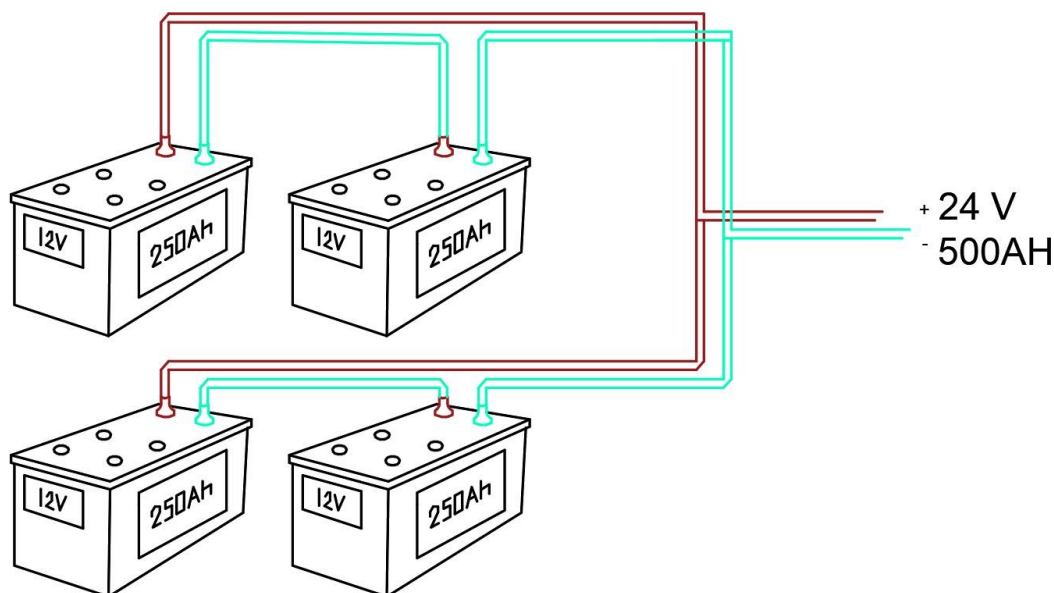
Dependiendo de la demanda de corriente y voltaje que necesite los MPPT del módulo inversor se pueden realizar arreglos en serie, paralelo y mixtas tal como se presenta en las Figuras 25. y 26.

Figura 25. Conexión en serie de baterías



Fuente: Solar Center, 2023

Figura 26. Conexión mixta de baterías



Fuente: Solar Center, 2023

|Inversor: conversión y acondicionamiento de potencia

El inversor convierte la corriente continua del arreglo en corriente alterna con parámetros adecuados de tensión, frecuencia y calidad. En sistemas conectados a la red también sincroniza la señal, ejecuta funciones de protección y controla el punto de operación de los módulos.

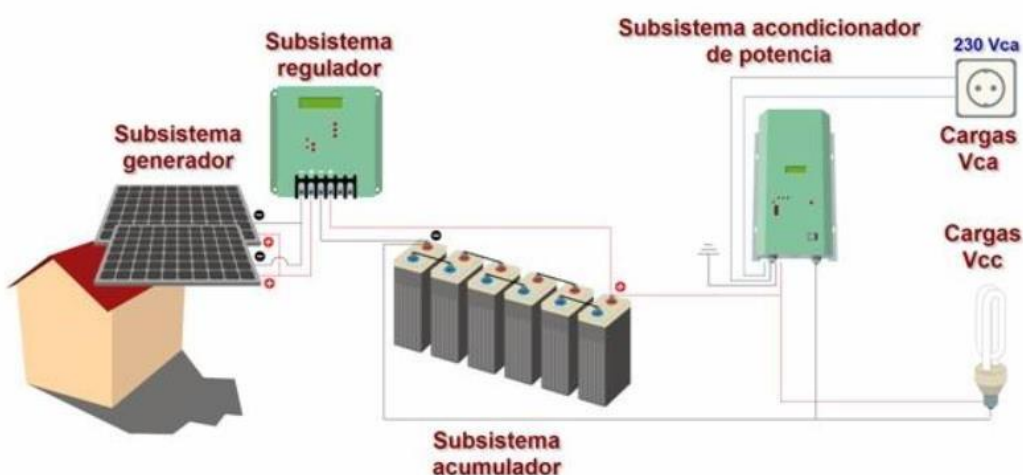
El inversor es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna. en los sistemas fotovoltaicos es necesario el uso de inversores ya que las instalaciones actuales funcionan con corriente alterna. sin embargo, la correcta función del inversor va ligado del tipo de sistema fotovoltaico.

|Clasificación de los inversores fotovoltaicos

La selección del inversor depende de la arquitectura del sistema, la potencia instalada, el rango de tensión, el número de seguidores MPPT y las condiciones de la red. Una elección correcta mejora el aprovechamiento energético y facilita el mantenimiento (Chica, 2023).

Los inversores autónomos presentan un regulador de carga que hace posible mantener en el límite mínimo permisible al arreglo de baterías. Este tipo de sistema tiene indicadores para ver su operación, el consumo y el tiempo de autonomía de baterías. la Figura 27., muestra el esquema de un inversor y su conexión (Santacruz, 2024).

Figura 27. Esquema de inversor autónomo



Fuente: Keui solar, 2022.

El inversor corresponde a un El sistema fotovoltaico asilado con un banco de baterías como fuente de respaldo y un subsistema acondicionador de potencia el cual funciona como un estabilizador de voltaje siendo la única variante la corriente que circula por el sistema. Siendo un sistema integral seguidamente se muestran los beneficios de inversor autónomo:

Capacidad de cargar baterías

Encendido y apagado automático de generador (Adicional)

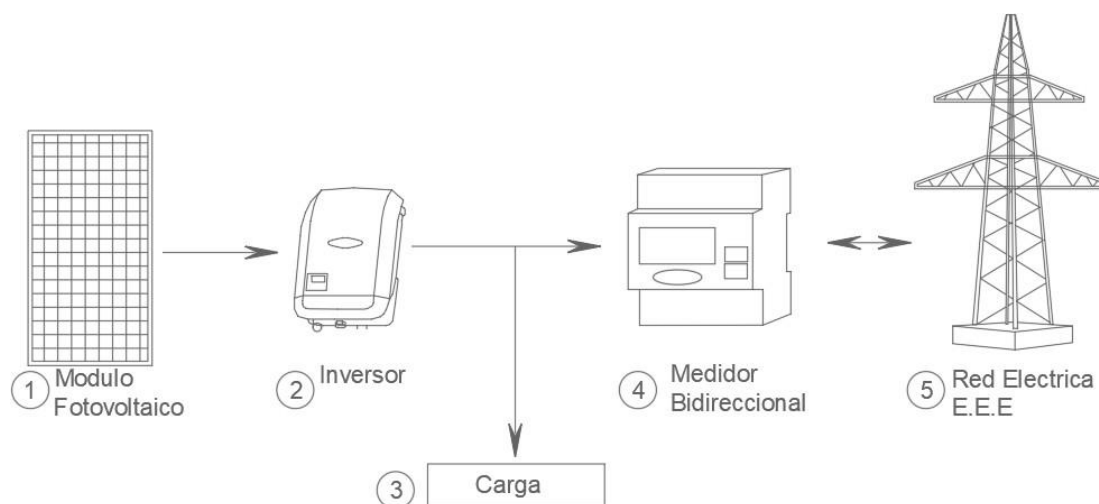
Advertencia de apagado cuando el porcentaje de la batería es bajo

Capacidad para servir picos de consumo

Elemento robusto y fiable

Inversor interconectado a la red: Se caracterizan por operar directamente con la red eléctrica. Este tipo de inversor funciona por medio de un mecanismo bidireccional, absorbe la radiación que incide sobre los módulos fotovoltaicos y convierte la energía CC en energía AC. Por otra parte, cuenta con un sistema inteligente que hace posible monitorear en tiempo real el consumo y la energía generada por los módulos fotovoltaicos, funciona como una llave de dos entradas este si detecta falta de energía por parte de los módulos fotovoltaicos abre el grifo con la energía faltante que suministrara la red eléctrica, compensando esa diferencia (Freddy, 2024).

Figura 28. Esquema de inversor interconectado a la red



Fuente: ARCONEL, 2024

La Figura 28., se observa un sistema fotovoltaico conectado a la red donde recibe señales de los módulos fotovoltaicos como de la red eléctrica detallados mediante un medidor

bidireccional Beneficios. El inversor vinculado a la red permite agregar otros módulos inversores, siempre y cuando se presente una expansión, a causa del sistema de monitoreo facilita la estabilización de la energía dada en torno a la demanda de forma seguida, se presentan los beneficios del inversor conectado a la red:

Disminución de costos como de consumo energético a largo plazo

Capacidad de amplitud de carga

Monitoreo en tiempo real

Sistema Smart

|Arquitecturas de inversión y microinversores

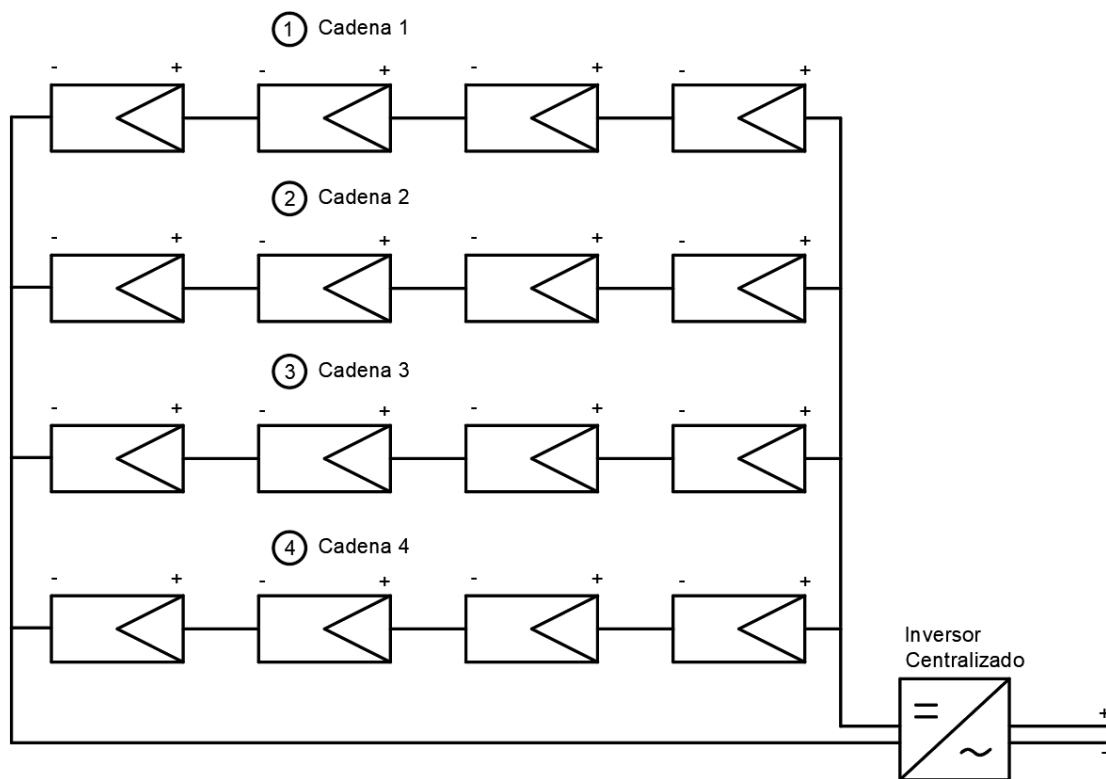
Las arquitecturas centralizadas, en cadena y con microinversores distribuyen de forma diferente la conversión y el seguimiento MPPT. La alternativa más conveniente depende del tamaño del proyecto, la uniformidad del arreglo, el sombreado, la supervisión requerida y el costo total (Suarez, 2024).

Inversor centralizado: Es único en su clase, su función radica en controlar la instalación Fotovoltaica tal cual se muestra en la Figura 2.34. Las cadenas compuestas por secciones fotovoltaicas que pueden ser de distintos tipos: Serie, paralelo o mixto. Este diseño se ejecuta para sistemas ≥ 6 KW. seguidamente, se muestra las ventajas de tecnología centralizada:

Robustes en instalaciones industriales

Simplicidad en la instalación

Figura 29. Inversor centralizado 12KWp con 4 entradas DC



Fuente: SMA, 2021

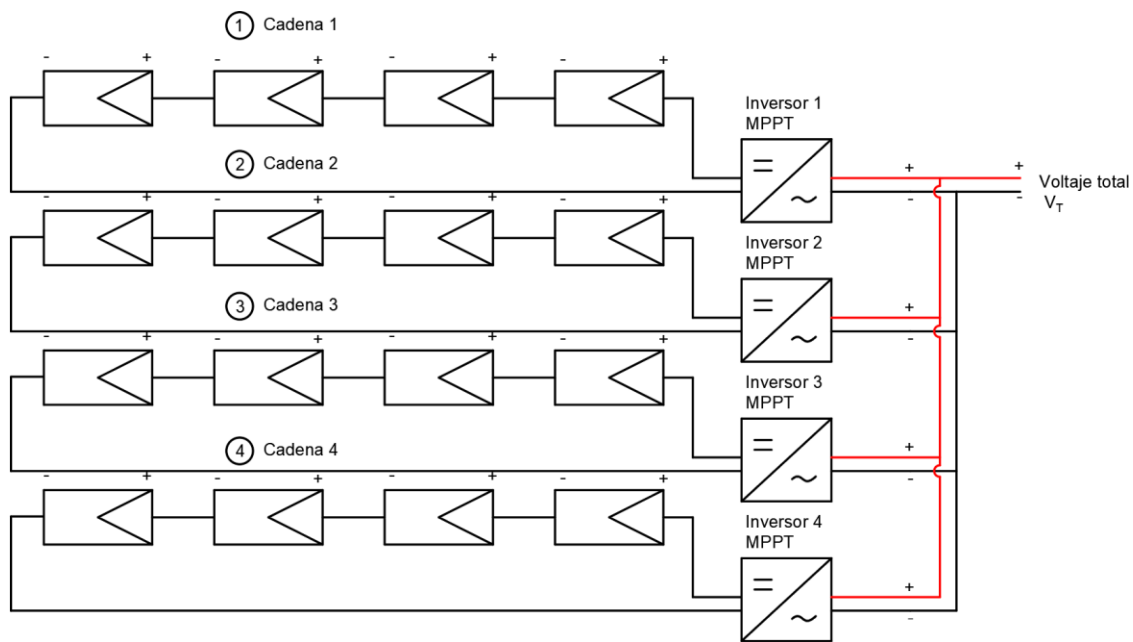
Inversor en cadena: Ocurre en Inversores conectados en paralelos quienes ejecutan dicho diseño para lograr suministrar la cantidad apropiada de energía.

por el diseño fotovoltaica tal cual se muestra en la Figura 2.35. Cada módulo inversor tiene la capacidad de acoplamiento de un ramal fotovoltaico. Dicho diseño se ejecuta para sistemas ≥ 6 KW continuamente, se presentan los beneficios de la tecnología en cadena:

Mayor rendimiento dentro las plantas fotovoltaicas

Reducción de pérdidas por sombras

Figura 30. Inversor en cadena con 4 entradas DC



Fuente: SMA, 2021.

Microinversor: Un microinversor cumple las mismas funciones que un inversor centralizado, la diferencia reside en que trabajan como módulos individuales capaces de monitorear de 1 a 4 módulos fotovoltaicos según los parámetros del fabricante. tal como se observa en la Figura 31.

Figura 31. Micro inversor 100Wp



Fuente: ABB INC, 2022.

Protección y seguridad en instalaciones eléctricas

La seguridad de un sistema fotovoltaico requiere controlar los riesgos de choque eléctrico, sobrecorriente, sobretensión, arco y descarga atmosférica. Las protecciones deben

coordinarse entre los lados de corriente continua y alterna y complementarse con una puesta a tierra adecuada.

|Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra proporciona una trayectoria controlada para corrientes de falla y contribuye al funcionamiento de las protecciones. Su diseño debe limitar las tensiones de contacto y de paso, asegurar la equipotencialidad y adaptarse a las características eléctricas del terreno (Caiza & Culqui, 2024).

|Protección frente a descargas atmosféricas

El riesgo asociado al rayo depende de la exposición de la estructura, la densidad de descargas de la zona y la sensibilidad de los equipos. La protección combina medidas externas, equipotencialidad, apantallamiento y dispositivos contra sobretensiones coordinados (Garcia & Campuzano, 2024).

|Zonas exteriores de protección

Las zonas exteriores representan los espacios con mayor exposición al campo electromagnético y a la corriente del rayo. La delimitación de estas áreas ayuda a definir dónde se requieren medidas de captación, conducción y separación.

LPZ0: Se considera zona de peligro por medio de campo electromagnético no atenuado del rayo en lo que los sistemas pueden ser expuestos a la corriente del rayo completa o parcial (Aguilera & Henry, 2024).

|Zonas interiores de protección

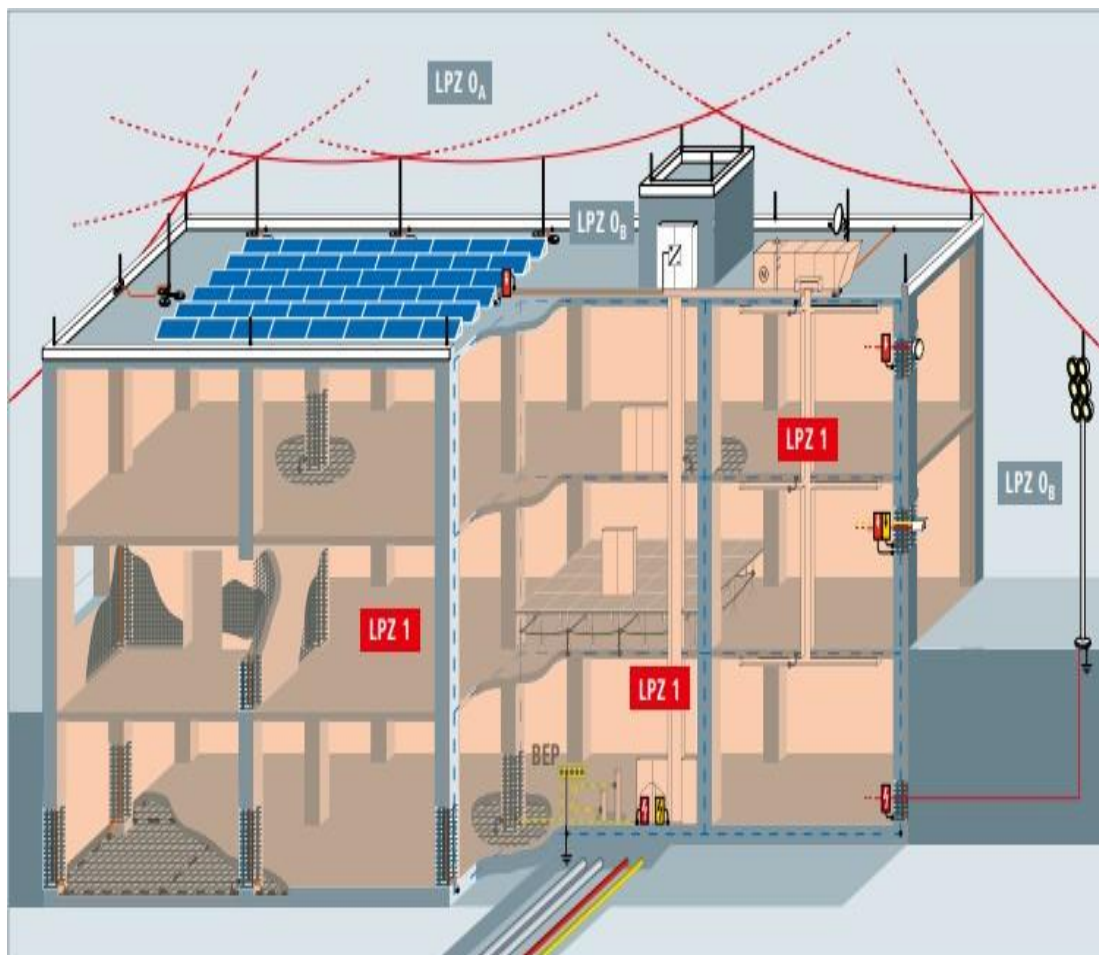
Hacia el interior de la instalación, cada zona sucesiva debe presentar un nivel menor de perturbación. Esta reducción gradual protege los equipos más sensibles y orienta la ubicación de los dispositivos de protección (Cevallos, 2024).

LPZ1: Zona en que los objetos están expuestos a las descargas atmosféricas del rayo y a la corriente del rayo de manera reducida, esta zona debe contar con medidas de blindaje para que el campo electromagnético esté atenuado (Dehn, 2021).

LPZ2: zona considerada como espacio de protección consecutivo, para reducir los remanentes de corriente que ingresan a la red.

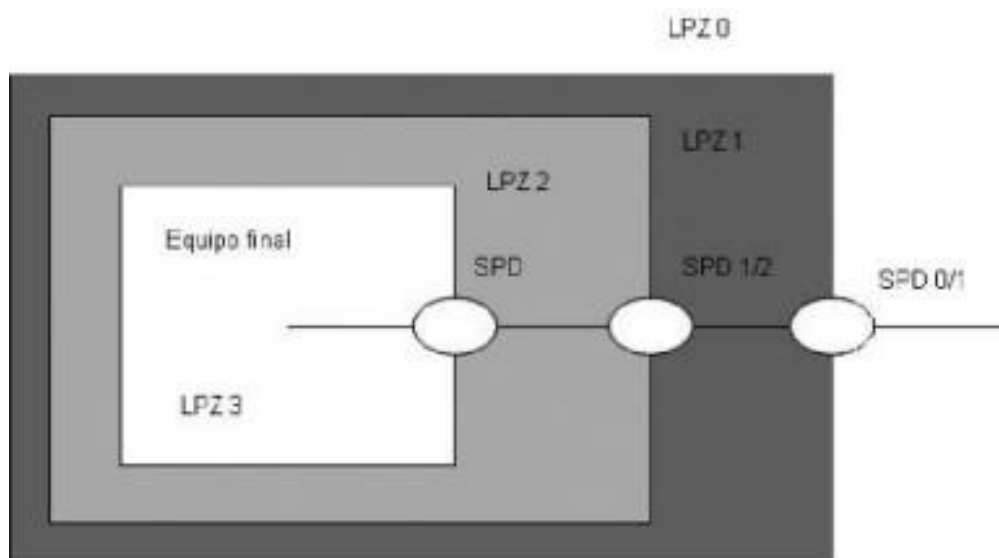
LPZ3: zona considerada como espacio de protección para equipos eléctricos considerados como equipos críticos o sensibles a perturbaciones de red (Dehn, 2021).

Figura 32. Zonas de protección infraestructura industrial



Fuente: Dehn, 2021.

Figura 33. Zonas de protección según el rango



Fuente: Dehn, 2021.

Dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD)

Los SPD limitan las sobretensiones transitorias y desvían la corriente de impulso hacia tierra. Para que sean eficaces deben seleccionarse según el nivel de exposición, instalarse con conductores cortos y coordinarse con las demás protecciones.

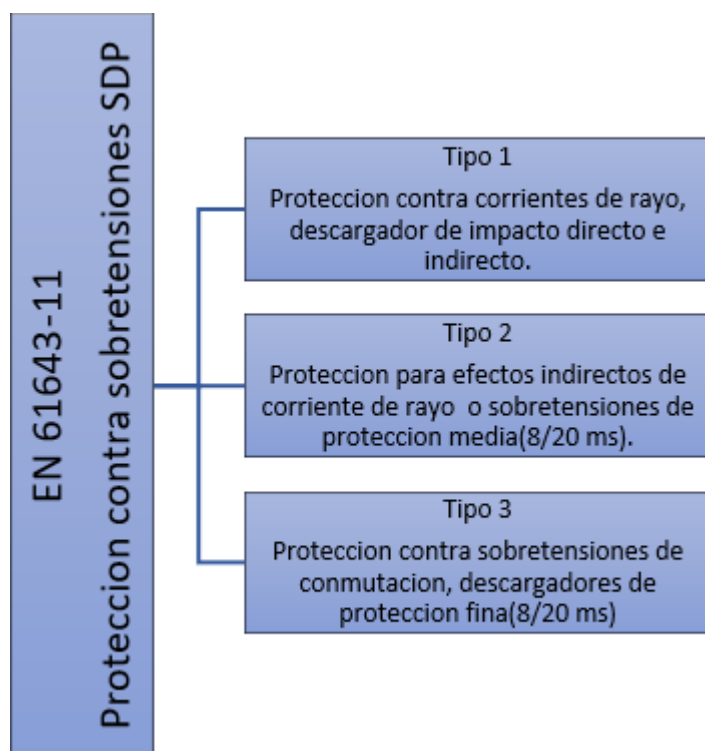
Los supresores de transciendes son elementos diseñados para proteger el sistema ante perturbaciones eléctricas en un tiempo de acción de milisegundos, con la finalidad de cuidar los equipos y carga del predio. El principio de accionamiento de estos equipos aplica las normas internacionales EN 61643-11 y EN 62305-4.

[illegible]

|Coordinación escalonada de las protecciones

1

Figura 35. Estructura de protección contra sobretensiones SDP



Fuente: Dehn, 2021.

Protecciones requeridas en un sistema fotovoltaico

La combinación sistemas de protección y supresores con una buena puesta a tierra ayudan de manera eficaz a aislar fallas eléctricas. Su implementación debe responder a las características del arreglo, del inversor, de la acometida y del entorno físico.

Los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red cumplen con la función de generar y suministrar energía eléctrica a una residencia o localidad, el sistema cuenta con protecciones magneto térmicas, sin embargo, es necesario el acoplamiento de un sistema de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra para garantizar la correcta operatividad de sus instalaciones y minimizar los riesgos al personal y al sistema.

Figura 36. Zonas de protección según su rango



Fuente: Dehn, 2010.

Descargadores de corriente de choque tipo I + II

Descargador para línea de transmisión de datos tipo I + II

Descargador DC hasta 1000V tipo I + II en salida de cadena fotovoltaica

Descargador I + II para la acometida en baja tensión AC

Barras equipotenciales para dar tierra aislada al ramal fotovoltaico e inversor

Puntas captadoras y conexiones bimetálicas que interconectan al sistema puesta a tierra

3. CAPÍTULO III

LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL CAMPUS UPSE

|Antecedentes del levantamiento

La Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE) se localiza en el eje vial La Libertad-Santa Elena y funciona como un campus de uso mixto, con actividades académicas, administrativas, de investigación, laboratorios y servicios estudiantiles. La institución reporta siete facultades y, en 2025, incorporó dos edificios de cuatro plantas con 64 aulas climatizadas. Este crecimiento aumenta el peso de la climatización, iluminación, tecnologías de información y laboratorios dentro de la demanda eléctrica.

Para este estudio se adopta una superficie total del campus matriz de 140.000 m². Aunque el predio dispone de varias edificaciones y áreas abiertas, la implantación del sistema se limita a 2.902,5 m² de la superficie horizontal de la losa del edificio administrativo. Los demás bloques no se consideran porque son edificaciones elevadas con una superficie horizontal útil reducida y con mayores restricciones para distribuir filas, pasillos de mantenimiento y distancias de seguridad. Tampoco se emplean las áreas libres a nivel del terreno del campus al tratarse de una institución pública, esa alternativa incrementaría la inversión por la necesidad de tramitar y ejecutar obras civiles adicionales, preparar y mejorar el suelo, construir bases y colocar una capa de hormigón para soportar la estructura. La losa existente permite concentrar el arreglo sin ocupar zonas de circulación ni reservar suelo para una instalación a nivel de terreno.

El suministro existente se representa mediante un transformador de 750 kVA que entrega 220 V trifásicos al Tablero de Distribución Principal (TDP). La demanda máxima informada es 570 kW. Con factor de potencia configurado en 0,94, la potencia aparente asociada alcanza 606,4 KVA y la cargabilidad del transformador es 80,9 %. La corriente equivalente en el TDP es aproximadamente 1.592 A, por lo que cualquier conexión fotovoltaica debe coordinarse con barras, interruptores, capacidad de cortocircuito y selectividad.

Como antecedente de expansión, la universidad prevé construir durante los próximos dos años una subestación de 2,5 MVA. La propuesta fotovoltaica se plantea modular y compatible con ese crecimiento: el punto preliminar de interconexión es el TDP actual, pero el diseño ejecutivo deberá reevaluar el punto común de acople, protecciones y medición cuando se definan el diagrama y la tensión secundaria de la nueva subestación.

Caracterización física y funcional

La ocupación universitaria presenta mayor intensidad entre las 07:00 y las 19:00. Esta coincidencia temporal entre la demanda y la disponibilidad solar favorece el autoconsumo. Los edificios de aulas aportan cargas repetitivas de iluminación, proyectores, tomacorrientes y aire acondicionado; los laboratorios incorporan cargas de mayor densidad; y las áreas administrativas mantienen una base diurna relativamente estable.

La zonificación de cubiertas debe separar superficies aptas, condicionadas y descartadas. Son aptas aquellas con estructura verificable, orientación útil, acceso seguro y ausencia de sombras significativas. Son condicionadas las que requieren refuerzo o reubicación de equipos. Deben descartarse cubiertas con fibrocemento deteriorado, interferencias críticas, evacuación difícil o reservas para ampliaciones.

Tabla 1. Áreas disponibles de Universidad Península de Santa Elena

Zona funcional	Área construida asumida (m ²)	Carga dominante	Participación estimada
Aulas y bloques académicos	14.800	Climatización, iluminación, TIC	34 %
Laboratorios e investigación	5.600	Equipos, extracción, climatización	23 %
Administración y rectorado	4.200	Climatización, ofimática	14 %
Biblioteca, auditorios y bienestar	4.000	Climatización, audiovisuales	12 %
Servicios, bombas y exteriores	3.400	Motores, bombeo, alumbrado	9 %
Otros y reserva	4.000	Cargas diversas	8%

Fuente: Autor.

Resumen de facultades y departamentos

La estructura académica publicada por la UPSE comprende las facultades de Ciencias Administrativas; Ciencias Sociales y de la Salud; Ciencias de la Educación e Idiomas; Sistemas y Telecomunicaciones; Ciencias de la Ingeniería; Ciencias del Mar; y Ciencias Agrarias. Para el diagnóstico energético se agrupan por comportamiento de carga, no por jerarquía institucional.

Sistemas y Telecomunicaciones y Ciencias de la Ingeniería concentran laboratorios, servidores, electrónica y talleres; Ciencias del Mar y Ciencias Agrarias pueden incorporar refrigeración, bombeo y equipos de proceso; mientras que Educación, Idiomas, Ciencias Sociales y Administración presentan perfiles dominados por aulas, oficinas y climatización. El inventario ejecutivo debe registrar placa, horario, factor de utilización y tablero de cada carga significativa.

Tabla 2. Demanda Horaria de áreas de la universidad

Unidad	Uso eléctrico relevante	Horario de referencia	Prioridad de medición
Ciencias Administrativas	Aulas, oficinas, aire acondicionado	07:00-21:00	Alta
Ciencias Sociales y Salud	Aulas, laboratorios, climatización	07:00-20:00	Alta
Educación e Idiomas	Aulas, laboratorios de idiomas	07:00-21:00	Media
Sistemas y Telecomunicaciones	Laboratorios TIC, servidores, UPS	07:00-22:00	Muy alta
Ciencias de la Ingeniería	Talleres, motores, laboratorios	07:00-19:00	Muy alta
Ciencias del Mar	Bombas, refrigeración, laboratorios	07:00-19:00	Alta
Ciencias Agrarias	Bombeo, laboratorios, servicios	07:00-18:00	Alta

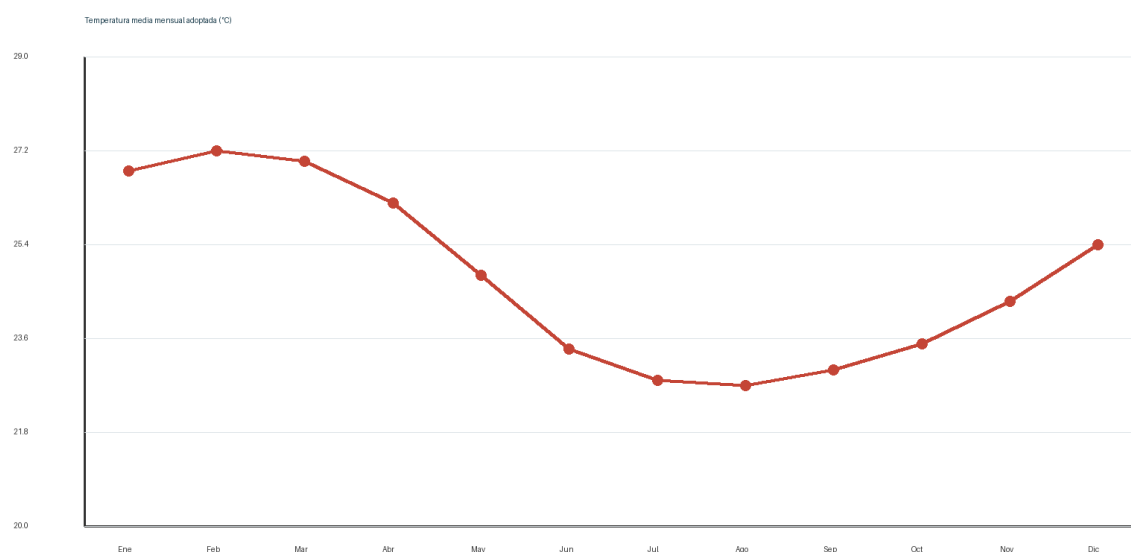
Fuente: Autor.

|Condiciones climáticas y temperatura

Santa Elena posee clima costero cálido, con influencia de corrientes oceánicas y una estación relativamente más cálida al inicio del año. Para el prediseño se adopta una temperatura media anual de 24,8 °C, con promedios mensuales cercanos a 22,7 °C en los meses más frescos y 27,2 °C en los más cálidos. En cubierta, la temperatura de célula puede superar ampliamente la temperatura ambiente debido a la irradiancia y a la baja ventilación.

La temperatura afecta la tensión de circuito abierto y la potencia del módulo. En días cálidos disminuyen tensión y potencia; en condiciones frías aumenta la tensión de circuito abierto, condición que gobierna la cantidad máxima de módulos en serie. Por ello se verifican ambos extremos con coeficientes de temperatura de la ficha técnica y se deja margen frente al voltaje máximo de entrada del inversor.

Figura 37. Temperatura media mensual adoptada para el prediseño



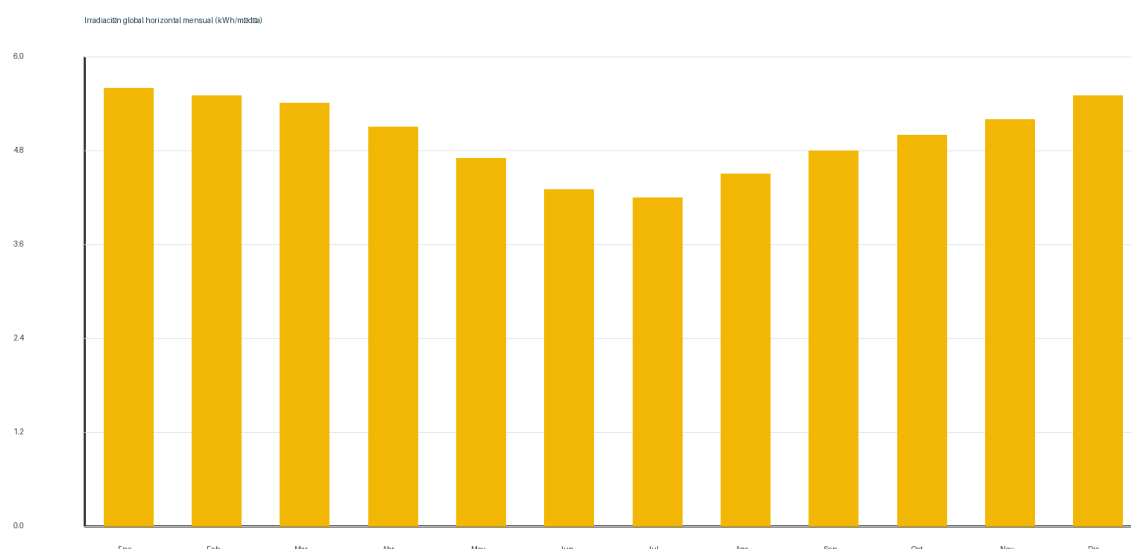
Fuente: elaboración propia con datos climáticos de referencia.

3.5. Recurso solar e irradiación

Para el cálculo se adopta una irradiación global horizontal promedio de 5,20 kWh/m²·día. La serie mensual de prediseño varía entre 4,2 y 5,6 kWh/m²·día y representa un recurso favorable para generación distribuida. Este valor debe confirmarse con una descarga georreferenciada de NASA POWER o PVGIS y, para el diseño final, con una evaluación de obstáculos y sombras en cada cubierta.

La energía anual no se obtiene multiplicando la potencia nominal únicamente por la radiación. Se aplica un índice de rendimiento global o performance ratio (PR) de 0,80 que concentra pérdidas por temperatura, suciedad, desajuste, conductores, conversión, indisponibilidad y tolerancias. El valor es prudente para ambiente costero siempre que exista limpieza planificada y ventilación posterior de módulos.

Figura 38. Indicadores de irradiación global anual



Fuente: elaboración propia.

3.6. Diagnóstico eléctrico actual

La demanda máxima de 570 kW a 220 V trifásicos representa una corriente de línea aproximada de $I = P/(\sqrt{3} \cdot V \cdot \text{fp}) = 1,591 \text{ A}$. La potencia aparente es $S = P/\text{fp} = 606.4 \text{ kVA}$ y utiliza 80.9 % de la capacidad nominal del transformador de 750 kVA. Estos resultados explican la conveniencia de reducir la demanda diurna, pero también revelan que el TDP maneja corrientes elevadas.

Se asume un consumo anual de 1.820.000 kWh, coherente con una demanda diurna importante y operación académica durante todo el año. El valor es únicamente una base de cálculo. El estudio ejecutivo deberá utilizar doce facturas consecutivas y descargar intervalos de demanda de 15 minutos cuando el medidor lo permita, diferenciando energía activa, reactiva, demanda facturable y penalizaciones.

Antes de conectar el sistema se deben medir tensión por fase, corriente, factor de potencia, armónicos y eventos. También se requiere comprobar capacidad interruptiva del tablero, secciones de conductores, estado del neutro, resistencia de puesta a tierra y coordinación con la protección del transformador.

3.7. Consumo eléctrico mensual estimado

Para representar la variación mensual en ausencia de doce facturas consecutivas, se adopta la distribución estimada de la tabla siguiente. Los valores se ajustaron para totalizar 1.820.000 kWh/año y conservar una mayor demanda durante los meses de actividad académica intensiva. Por tanto, constituyen datos de prediseño y deberán sustituirse por los registros de facturación antes de la ingeniería de detalle.

Tabla 3. Consumo eléctrico mensual estimado

N.º	Mes	Consumo estimado	Unidad
1	Enero	145.000	kWh
2	Febrero	142.000	kWh
3	Marzo	151.000	kWh
4	Abril	154.000	kWh
5	Mayo	156.000	kWh
6	Junio	148.000	kWh
7	Julio	137.000	kWh
8	Agosto	171.000	kWh
9	Septiembre	166.000	kWh
10	Octubre	158.000	kWh
11	Noviembre	146.000	kWh
12	Diciembre	146.000	kWh
TOTAL ANUAL		1.820.000	kWh/año
PROMEDIO MENSUAL		151.666,67	kWh/mes
PROMEDIO DIARIO		4.986,30	kWh/día

Fuente: elaboración propia a partir del consumo anual supuesto de 1.820.000 kWh.

Antes de conectar el sistema se deben medir tensión por fase, corriente, factor de potencia, armónicos y eventos. También se requiere comprobar capacidad interruptiva del tablero, secciones de conductores, estado del neutro, resistencia de puesta a tierra y coordinación con la protección del transformador.

Tabla 4. Parámetros del levantamiento de información

Parámetro	Valor de prediseño	Criterio
Transformador existente	750 kVA	Dato suministrado por el solicitante
Tensión secundaria	220 V, 3F	Dato suministrado
Demanda máxima	570 kW	Dato suministrado
Factor de potencia	0,94	Valor configurado para el estudio
Corriente a demanda máxima	1.592 A	Cálculo trifásico
Consumo anual	1.820 MWh/año	Supuesto a validar
Nueva subestación	2,5 MVA en 2 años	Antecedente de expansión

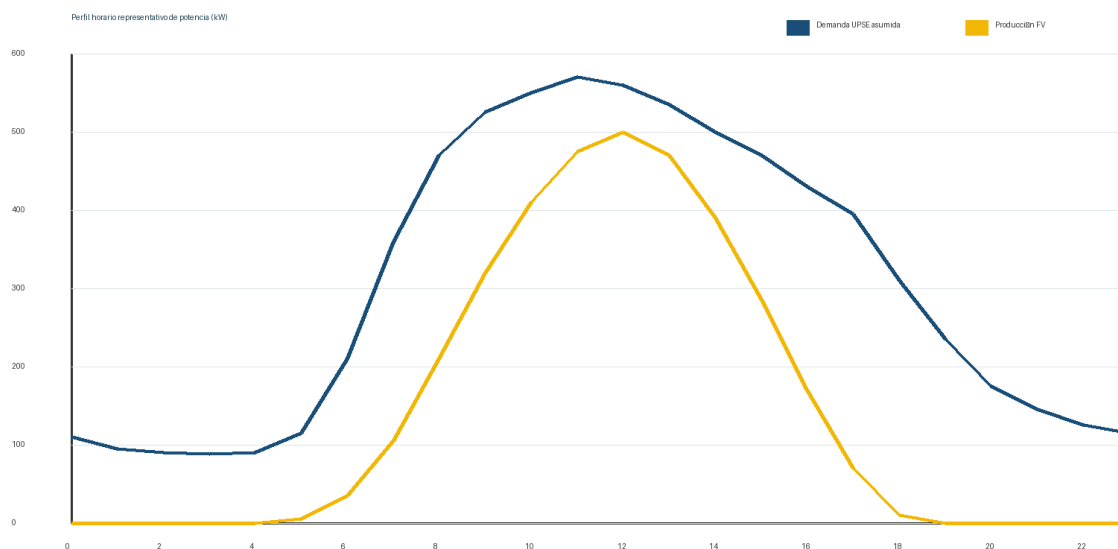
Fuente: Autor

3.8. Perfil horario y coincidencia solar

El perfil asumido mantiene una carga base nocturna de 90 a 175 KW y crece desde las 07:00 por ingreso de estudiantes y activación de climatización. La demanda alcanza 570 kW alrededor del mediodía. La generación de un arreglo de aproximadamente 500 KWp también alcanza su máximo en ese intervalo, de modo que la mayor parte de la energía puede consumirse internamente.

En vacaciones, fines de semana o feriados la demanda puede disminuir y aparecer excedente. Por ello la propuesta considera control de potencia o cero inyección como opción operativa inicial, hasta que la empresa distribuidora autorice el esquema de medición y compensación que corresponda.

Figura 39. Perfil horario representativo de demanda y generación



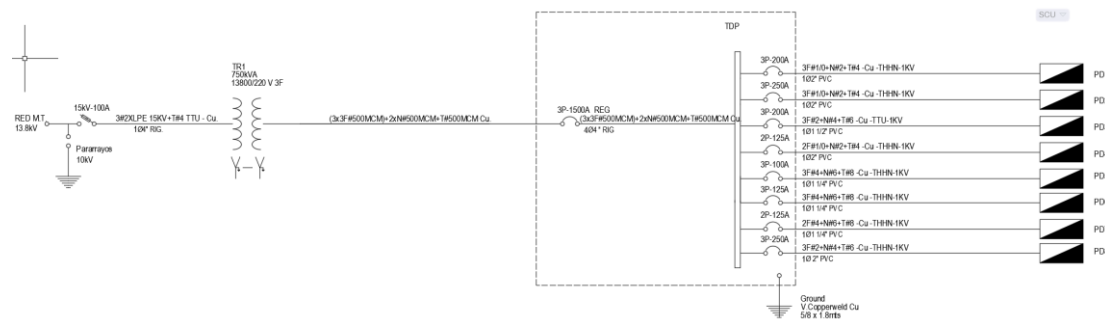
Fuente: elaboración propia.

3.9. Diagrama unifilar actual

El diagrama unifilar actual cuenta con un transformador tipo padmounted de 750kVA con un nivel de tensión de 13800/220V 3F la cuenta con un TDP o tablero de distribución principal de 1500 A 3F – Regulable que soporta una carga de 500kW distribuida en subtableros.

La UPSE tiene como parte complementarias la expansión a 2,5 MVA obliga a coordinar el diseño definitivo. Si el TDP en algún futuro para ser repotenciado.

Figura 40. Diagrama unifilar actual



Fuente: elaboración propia.

4. CAPÍTULO IV

DISEÑO TEÓRICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1. Criterios de diseño y arquitectura seleccionada

Para el presente diseño considerando la información proporcionada por el levantamiento de información técnica se propone un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red mismo que estará conectado al tablero de distribución principal TDP, el sistema propuesto contará con una protección anti – isla lo que permite un mejor aislamiento y seguridad al momento de realizar maniobras de corte, reconexión y mantenimiento.

La potencia se ve limitada a 500kWp que es un valor menor a la demanda máxima de 570 kW debido a las consideraciones de espacio físico en la infraestructura. Sin embargo, aprovecha las actividades universitarias en un 80%. Para este sistema contara con una distribución de 5 inversores de 100kW con sus propias cadenas de módulos fotovoltaicos, estos sistemas estarán en paralelismo con la finalidad de entregar la potencia deseada.

Balance energético y capacidad del generador

La energía anual estimada se calcula conociendo el consumo y demanda del predio y tomando en los parámetros meteorológicos. Tomando en cuenta la ubicación y los datos obtenidos de irradiación e irradiancia se procede a calcular las horas sol pico. El sistema contara con un porcentaje de rendimiento de 80% considerando perdidas en el sistema por estructuras, mecánicas y eléctricas.

$$HSP = Gd / GSTC = 5,20 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{día}^{-1} / 1 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2} = 5,20 \text{ h/día} \quad (4.1)$$

Gd es la irradiación solar diaria media sobre el plano de referencia y GSTC es la irradiancia de 1 kW/m² utilizada en condiciones estándar. Por esta equivalencia energética se adoptan 5,20 horas sol pico.

$$E_{\text{objetivo}} = f_c \cdot E_{\text{carga}} = 0,417 \cdot 1.820.000 = 758.940 \text{ kWh/año} \quad (4.2)$$

Se adopta una fracción de cobertura f_c de 41,7 % del consumo anual supuesto. Este porcentaje mantiene la potencia fotovoltaica por debajo de la demanda máxima diurna y reduce el riesgo de excedentes.

$$PFV = E_{\text{objetivo}} / (HSP \cdot 365 \cdot PR) \quad (4.3)$$

$$PFV = 758.940 / (5,20 \cdot 365 \cdot 0,80) = 499,8 \text{ kWp} \approx 499,5 \text{ kWp} \quad (4.4)$$

El valor comercial se ajusta a 499,5 kWp para formar un número entero de módulos de 555 Wp. PR = 0,80 integra las pérdidas térmicas, eléctricas, de suciedad, conversión y disponibilidad.

$$EFV = 499,5 \cdot 5,20 \cdot 365 \cdot 0,80 = 758.441 \text{ kWh/año} \quad (4.5)$$

Tabla 5. Detalles de consumo

Variable	Símbolo	Valor	Unidad
Consumo anual supuesto	Ecarga	1.820.000	kWh/año
Cobertura objetivo	Fc	0,417	p.u.
Horas sol pico	HSP	5,20	h/día
Índice de rendimiento	PR	0,80	p.u.
Potencia calculada	PFV	499,8	kWp
Potencia adoptada	PFV,adop	499,5	kWp
Energía anual resultante	EFV	758.441	kWh/año

Fuente: Autor.

Selección y cantidad de módulos

Se adopta como módulo de referencia una unidad monocristalina de 555 Wp. El número de módulos es $N = P_{dc}/P_m = 499.500/555 = 900$ módulos. La selección final puede sustituirse por otro fabricante siempre que se recalculen dimensiones, coeficientes térmicos, corrientes, tensión máxima del sistema, certificaciones y cargas mecánicas.

Con un área frontal asumida de 2.58 m² por módulo, la superficie neta es 2,322 m². Aplicando 25 % adicional para separaciones y mantenimiento, el área requerida es 2,902 m², equivalente al 27.9 % de la cubierta útil supuesta. Existe margen para evitar obstáculos y repartir cargas.

$$Nmód = PFV_{adop} / Pmód = 499,5 kWp / 0,555 kWp = 900 \text{ módulos} \quad (4.6)$$

Como el cociente es entero, no es necesario redondear. Si se obtiene un valor decimal se redondea hacia arriba y se verifica nuevamente la potencia instalada.

$$PFV_{real} = Nmód \cdot Pmód = 900 \cdot 0,555 = 499,5 kWp \quad (4.7)$$

$$Aneta = Nmód \cdot Amód = 900 \cdot 2,58 = 2.322 m^2 \quad (4.8)$$

$$Aimplantación = Aneta \cdot 1,25 = 2.322 \cdot 1,25 = 2.902,5 m^2 \quad (4.9)$$

El factor 1,25 agrega aproximadamente 25 % para separación entre filas, pasillos y holguras. La implantación detallada por geometría de filas se comprueba en la sección de soportería.

Configuración de cadenas y verificación térmica

Se adopta un módulo de referencia con Voc de 49,8 V, Vmp de 41,8 V, Isc de 13,9 A, Imp de 13,3 A y coeficiente de Voc de -0,25 %/°C. Con 18 módulos en serie, la tensión de máxima potencia es aproximadamente 752 V y la tensión de circuito abierto a 25 °C es 896 V. Si la temperatura mínima de diseño es 15 °C, Voc aumenta cerca de 2,5 % y alcanza 918 V, por debajo del límite de 1.100 V de un inversor de referencia.

Los 900 módulos se organizan en 50 cadenas de 18 módulos. Cada inversor recibe 10 cadenas, preferentemente una por entrada o dos por MPPT únicamente cuando la corriente admisible lo permita. La corriente de diseño del circuito se selecciona con los factores exigidos por la norma y la ficha técnica; para el prediseño se considera al menos $1,25 \cdot I_{sc} = 17,4$ A por cadena.

$$N_{s,max} = \lfloor VDC_{max} / [Voc \cdot (1 + |\beta Voc| \cdot (25 - T_{min}))] \rfloor \quad (4.10)$$

$$N_{s,max} = \lfloor 1.100 / [49,8 \cdot (1 + 0,0025 \cdot 10)] \rfloor = \lfloor 21,54 \rfloor = 21 \text{ módulos} \quad (4.11)$$

Con $T_{min} = 15$ °C, el máximo teórico es 21 módulos. Se adoptan 18 para conservar margen y mantener la tensión de operación dentro de la ventana MPPT.

$$V_{mp,cad} = 18 \cdot 41,8 = 752,4 \text{ V} \quad (4.12)$$

$$V_{oc,cad,15^\circ C} = 18 \cdot 49,8 \cdot [1 + 0,0025 \cdot (25 - 15)] = 918,8 \text{ V} \quad (4.13)$$

$$N_{cadenas} = N_{mód} / N_s = 900 / 18 = 50 \text{ cadenas} \quad (4.14)$$

$$I_{circ,diseño} = 1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 13,9 = 17,38 \text{ A} \quad (4.15)$$

Tabla 6. Detalles de entrada DC

Comprobación	Ecuación aplicada	Resultado	Condición
Máximo en serie	Ecuación 4.10	21 módulos	Se adoptan 18
Vmp de cadena	$18 \times 41,8 \text{ V}$	752,4 V	Ventana MPPT
Voc corregida	Ecuación 4.13	918,8 V	$< 1.100 \text{ V}$
Cadenas totales	$900 / 18$	50	Número entero
Corriente de diseño	$1,25 \times 13,9 \text{ A}$	17,38 A	Base de conductor/protección

Fuente: Autor.

| Dimensionamiento de inversores

La potencia AC se establece en 500 kW mediante cinco inversores trifásicos de 100 kW. La relación P_{dc}/P_{ac} es 0,999, por lo que no se espera recorte significativo por sobredimensionamiento DC. Cada equipo debe poseer varios MPPT, eficiencia europea superior a 98 %, protección anti-isla, comunicación Modbus o equivalente y posibilidad de limitar exportación mediante medidor en el punto de acople.

Si el fabricante seleccionado entrega 400 o 480 V, será necesario un transformador seco o encapsulado de aproximadamente 630 KVA para acoplar a 220 V. La potencia se selecciona por encima de 500 kVA para evitar operación continua al límite, admitir potencia reactiva y conservar margen térmico. Con la nueva subestación podría preferirse acople en media tensión; esa alternativa requiere estudio de protección y aprobación de la distribuidora.

$$N_{inv} = \lceil PFV_{adop} / (P_{inv} \cdot RDC/AC, \text{máx}) \rceil \quad (4.16)$$

$$N_{inv} = \lceil 499,5 / (100 \cdot 1,05) \rceil = \lceil 4,76 \rceil = 5 \text{ inversores} \quad (4.17)$$

Se permite como máximo una relación DC/AC de 1,05 en este prediseño. Cinco equipos de 100 kW proporcionan 500 kW_{ac}.

$$RDC/AC = PFV_{adop} / PAC = 499,5 / (5 \cdot 100) = 0,999 \quad (4.18)$$

$$N_{cadenas/inv} = 50 / 5 = 10 \text{ cadenas por inversor} \quad (4.19)$$

$$IAC, inv = P_{inv} / (\sqrt{3} \cdot VAC \cdot fp) = 100.000 / (\sqrt{3} \cdot 480 \cdot 1) = 120,3 \text{ A} \quad (4.20)$$

La protección comercial preliminar por inversor es de 160 A, sujeta a la ampacidad corregida del conductor, curva del fabricante y normativa aplicable.

|Conductores de corriente continua

Los conductores DC deben ser específicos para aplicaciones fotovoltaicas, resistentes a radiación UV, humedad y temperatura, con aislamiento para 1.500 Vdc cuando corresponda. Como punto de partida se utiliza cobre de 6 mm² por cadena, sujeto a longitud, método de instalación, temperatura y caída de tensión. La caída objetivo se limita a 1,5 % en DC.

La sección se verifica por ampacidad y caída de tensión: $\Delta V = 2 \cdot L \cdot I \cdot \rho / S$. Para una longitud equivalente de 60 m, corriente de 13,3 A y resistividad del cobre de 0,0175 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$, un conductor de 6 mm² produce cerca de 4,66 V, equivalente a 0,62 % de 752 V. El resultado es satisfactorio antes de aplicar correcciones por temperatura y agrupamiento.

$$S\Delta V = 2 \cdot L \cdot I \cdot \rho / \Delta V_{\text{máx}} \quad (4.21)$$

$$S\Delta V = 2 \cdot 60 \cdot 13,3 \cdot 0,0175 / (0,015 \cdot 752,4) = 2,48 \text{ mm}^2 \quad (4.22)$$

El criterio de caída exigiría al menos 2,48 mm². Por capacidad de corriente, robustez mecánica, temperatura y disponibilidad se adopta conductor solar de cobre de 6 mm².

$$\Delta V_{\text{real}} = 2 \cdot 60 \cdot 13,3 \cdot 0,0175 / 6 = 4,66 \text{ V} = 0,62 \% \quad (4.23)$$

|Conductores y tablero de corriente alterna

Cada inversor de 100 kW a 480 V y factor de potencia unitario entrega aproximadamente 120 A. Se considera protección individual de 160 A y conductores de cobre seleccionados por ampacidad, caída, agrupamiento y temperatura. Las cinco salidas convergen en un Tablero General Fotovoltaico con barra no inferior a 800 A a 480 V y poder de corte compatible con el estudio de cortocircuito.

En el secundario de un transformador de acople de 630 KVA, 480/220 V, la corriente nominal puede alcanzar 1.653 A. Por ello se prevé un interruptor de aproximadamente 2.000 A y barras o canalización de potencia calculadas para corriente, cortocircuito y temperatura. El calibre definitivo depende de distancias y disponibilidad comercial y no debe copiarse directamente de este prediseño.

$$IAC_{total} = PAC / (\sqrt{3} \cdot VAC \cdot fp) = 500.000 / (\sqrt{3} \cdot 480 \cdot 1) = 601,4 A \quad (4.24)$$

$$ITrafo_{220} = 630.000 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 1.653 A \quad (4.25)$$

Estas corrientes son la base para seleccionar barras, alimentadores e interruptores. La sección final se define con ampacidad corregida, caída de tensión, agrupamiento y capacidad de cortocircuito.

Protecciones y seccionamiento

La protección DC comprende seccionamiento bajo carga, fusibles cuando dos o más cadenas puedan retroalimentar una falla, SPD tipo 2 y, donde el análisis de riesgo lo requiera, coordinación tipo 1+2. En AC se consideran interruptores termomagnéticos o electrónicos, SPD, relé de protección en el punto de acople, parada de emergencia señalizada y bloqueo para mantenimiento.

La coordinación debe cubrir sobrecorriente, sobretensión y subtensión, frecuencia, pérdida de red, falla a tierra y anti-isla. El ajuste final se determina con curvas tiempo-corriente, corriente de cortocircuito y requisitos de la distribuidora. Los SPD deben instalarse con conductores cortos y conexión equipotencial directa.

$$I_{n,DC} \geq 1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 13,9 = 17,38 A \rightarrow \text{calibre comercial } 20 A \text{ gPV} \quad (4.26)$$

El fusible de 20 A solo es válido si no supera la máxima protección serie indicada por el fabricante del módulo. En AC, la corriente calculada de 120,3 A por inversor conduce preliminarmente a un interruptor de 160 A.

Tabla 7. Detalles de protección DC/AC

Ubicación	Protección mínima de prediseño	Función
Cada cadena DC	Fusible gPV 20 A y seccionamiento según configuración	Aislar y limitar retroalimentación
Entrada de inversor	SPD DC tipo 2; tipo 1+2 si aplica	Sobretensiones
Salida de inversor	Interruptor 3P 160 A y SPD AC	Sobrecorriente y transitorios
Tablero FV	Interruptor general 800 A a 480 V	Seccionamiento general
Acople 220 V	Interruptor aproximado 2.000 A	Protección de alimentador
Punto común	Relé, medidor y anti-isla	Interconexión segura

Fuente: Autor.

|Sistema puesta a tierra

Para el presente diseño se contempla el sistema puesta tierra misma que tendrá los siguientes criterios, para cadenas fotovoltaicas cada riel contara con una grapa puesta a tierra donde chicotes llegaran hasta una caja de distribución con una vía de chispas que aterrizara a tierra por medio de un conjunto de varillas copperweld de alta camada.

Para inversores y tableros, estos contarán con un sistema puesta a tierra conectado directamente al de la carga. Sin embargo, dentro del Tablero DC/AC este contendrá como medida de protección supresores de transciende tipo I + II.

|Estructura para modulo fotovoltaico

Debido al ambiente salino de la provincia de Santa Elena, la estructura de soporte de los módulos será de aluminio anodizado y utilizará fijaciones compatibles y resistentes a la corrosión. La implantación se realizará sobre la losa horizontal existente del edificio administrativo, la cual se considera apta para soportar el peso distribuido de los 900 módulos y su soportería. En consecuencia, el proyecto no requiere un estudio geotécnico, mejoramiento de suelo, nuevas bases ni una capa de hormigón para una instalación a nivel de terreno. Para la etapa constructiva se deberán revisar los planos estructurales disponibles y verificar las cargas permanentes, de viento y de mantenimiento, así como el sistema de anclaje y la impermeabilización de la cubierta.

La soportería para la fijación de los paneles será de aluminio con rieles conectados en serie y conjunto de grapas final y grapas medias para el espaciado de módulos. De la misma manera esto ayuda a una mejor distribución de calor al momento de la captación de radiación solar. La inclinación de los módulos será de 12° para el aprovechamiento del recurso solar en los horarios de 6am hasta 18pm.

Para calcular la soportería se realizará una distribución de 30 filas compuesta con 30 módulos fotovoltaicos en orientación vertical. La disposición de las filas se manejará por el número de módulos y cadenas. Los rieles soportarán los módulos en la parte superior e inferior por lo que se considera siempre un par por panel. Se adopta ancho de módulo de 1,134 m, largo de 2,278 m, inclinación $\beta = 10^\circ$, elevación solar crítica $\alpha = 30^\circ$, los anclajes tendrán un espaciado de 1,20 m y riel comercial de 4,20 m.

$$N_{\text{filas}} = N_{\text{mód}} / N_{\text{mód, fila}} = 900 / 30 = 30 \text{ filas} \quad (4.27)$$

$$L_{\text{fila}} = 30 \cdot 1,134 = 34,02 \text{ m} \quad (4.28)$$

$$Lrieles = Nfilas \cdot 2 \cdot Lfila = 30 \cdot 2 \cdot 34,02 = 2.041,2 \text{ m} \quad (4.29)$$

$$Lrieles, compra = 2.041,2 \cdot 1,10 = 2.245,3 \text{ m} \quad (4.30)$$

$$Nrieles, 4,20 = \lceil 2.245,3 / 4,20 \rceil = 535 \text{ unidades} \quad (4.31)$$

$$Ngrapas, final = 4 \cdot Nfilas = 4 \cdot 30 = 120 \text{ unidades} \quad (4.32)$$

$$Ngrapas, media = 2 \cdot (30 - 1) \cdot 30 = 1.740 \text{ unidades} \quad (4.33)$$

$$Nanclajes = 2 \cdot 30 \cdot \lceil \lceil 34,02 / 1,20 \rceil + 1 \rceil = 1.800 \text{ unidades} \quad (4.34)$$

$$Nanclajes, compra = \lceil 1.800 \cdot 1,10 \rceil = 1.980 \text{ unidades} \quad (4.35)$$

$$Nempalmes = 2 \cdot 30 \cdot (\lceil 34,02 / 4,20 \rceil - 1) = 480 \text{ unidades} \quad (4.36)$$

$$h = Lmód \cdot \sin \beta = 2,278 \cdot \sin 10^\circ = 0,396 \text{ m} \quad (4.37)$$

$$d = h / \tan \alpha = 0,396 / \tan 30^\circ = 0,686 \text{ m} \quad (4.38)$$

$$Paso = Lmód \cdot \cos \beta + d = 2,278 \cdot \cos 10^\circ + 0,686 = 2,929 \text{ m} \quad (4.39)$$

$$Ageométrica = Lfila \cdot Nfilas \cdot Paso = 34,02 \cdot 30 \cdot 2,929 = 2.990 \text{ m}^2 \quad (4.40)$$

El área geométrica de 2.990 m² es coherente con el área preliminar de 2.902,5 m² obtenida mediante el factor global de 1,25. Para presupuesto se adopta 3.000 m² y se mantiene una reserva adicional de cubierta para pasillos principales y obstáculos.

Tabla 8. Detalle de soportería

Elemento de soportería	Cálculo	Cantidad neta	Cantidad de compra
Riel de aluminio 4,20 m	Ecuaciones 4.29 a 4.31	486 unidades equivalentes	535 unidades
Empalme de riel	Ecuación 4.36	480	528 con 10 %
Grapa final	Ecuación 4.32	120	132 con 10 %
Grapa media	Ecuación 4.33	1.740	1.914 con 10 %
Anclaje tipo L/compatible	Ecuaciones 4.34 y 4.35	1.800	1.980
Grapa de puesta a tierra	1 por fila + 10 %	30	33
Clip de gestión de cable	2 por módulo + 10 %	1.800	1.980
Área de implantación	Ecuación 4.40	2.990 m ²	3.000 m ² de diseño

Fuente: Autor.

|Distribución de arreglo fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico abarca una superficie de 2902 m² incluyendo el espacio de mantenimiento asumida. Se recomienda la división de 5 bloques de 180 módulos cada uno conectado a un inversor. La acometida DC pasara por un electro canal a nivel de piso para evitar acumulación de agua y exposición al ambiente.

|Producción de energía estimada

Mediante la irradiación solar promedio se evidencia la producción mensual de energía que entrega a la carga e inyecta a la red. Para este detalle no se incorpora el estudio del

comportamiento académico de la universidad, sin embargo, se contempla la energía generada mensual.

Tabla 9. Producción Anual de sistema fotovoltaico

Mes	GHI (kWh/m ² ·día)	Energía FV estimada (MWh)
Ene	5.6	71.0
Feb	5.5	69.8
Mar	5.4	68.5
Abr	5.1	64.7
May	4.7	59.6
Jun	4.3	54.5
Jul	4.2	53.3
Ago	4.5	57.1
Sep	4.8	60.9
Oct	5.0	63.4
Nov	5.2	66.0
Dic	5.5	69.8

Fuente: Autor.

Integración con la subestación futura

Se implementará una subestación eléctrica con nivel de tensión de 69/13.8kV debido a que la universidad dentro de sus proyectos institucionales tiene como proyecto la ampliación de para y repotenciación de infraestructura.

El sistema fotovoltaico propuesto se conectará en baja tensión hacia el tablero de distribución principal y cuando la subestación se encuentre en vigencia ambos proyectos estarán enlazados a la red.

Monitoreo, calidad de energía y puesta en marcha

El proyecto contara con un sistema de monitoreo en tiempo real este monitoreara la energía de entrada que producen los paneles solares. También indicara los índices de radiación y las horas de mayor captación solar.

Plan de mantenimiento y riesgos

Como parte del diseño es importante la evaluación de riesgos que puede tener el sistema según su ubicación. Al encontrarse en el sector peninsular esta expuesto a un ambiente bastante corrosivo por lo cual la limpieza de módulos se recomienda hacerla mas de 2 veces al año. Equipos como inversores y sistema puesta a tierra se recomienda una revisión anual.

El mantenimiento únicamente será limpieza y reajuste de conexiones para los módulos y para inversores sería la revisión y calibración de parámetros de entrada y salida del sistema.

Tabla 10. indicador de riesgo del sistema fotovoltaico

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Tratamiento
Cubierta no apta	Media	Alto	Estudio estructural y redistribución
Corrosión salina	Alta	Medio	Materiales C5-M y mantenimiento
Excedente no autorizado	Media	Alto	Control cero inyección
Cambio por subestación	Alta	Medio	Diseño modular y reserva de canalización
Precio/entrega de equipos	Media	Medio	Tres cotizaciones y equivalencias
Falla de comunicación	Media	Bajo	Operación local segura y redundancia

Fuente: Autor.

5. CAPÍTULO V

PRESUPUESTO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

Alcance y base de precios

El presupuesto es referencial y sigue la lógica de suministro, instalación y puesta en marcha de la tesis guía, pero actualiza cantidades y arquitectura para la UPSE. Los precios se expresan en dólares de Estados Unidos y representan valores de prediseño sin constituir oferta comercial. Deben solicitarse al menos tres cotizaciones con impuestos, garantías, transporte y condiciones de pago claramente separados.

La inversión estimada es USD 525,905.00, equivalente a USD 1.05/Wp. El valor incluye 7 % de contingencia, pero no incluye refuerzo estructural mayor, obras de la subestación de 2,5 MVA, baterías, financiamiento ni IVA cuando resulte aplicable.

Presupuesto referencial

Los módulos, estructuras y montaje constituyen los rubros principales. El transformador de acople se mantiene porque la red secundaria indicada opera a 220 V y los inversores industriales seleccionados conceptualmente operan a mayor tensión. Si el diseño definitivo permite acople directo o en media tensión, este rubro y los alimentadores deberán recalcularse.

Tabla 11. Presupuesto referencial

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. unitario (USD)	Total (USD)
1	Módulos monocristalinos 555 Wp	u	900	155.00	139,500.00
2	Inversor trifásico 100 Kw	u	5	9,200.00	46,000.00
3	Estructuras y fijaciones	glb	1	69,500.00	69,500.00
4	Cable solar 6 mm ² y conectores	glb	1	17,800.00	17,800.00
5	Tableros, seccionamiento y SPD DC	glb	1	22,500.00	22,500.00
6	Tablero general FV 480 V	glb	1	28,500.00	28,500.00
7	Transformador seco 630 kVA 480/220 V	u	1	29,500.00	29,500.00
8	Alimentadores AC y canalización	glb	1	26,400.00	26,400.00
9	Medición, control cero exportación y SCADA	glb	1	12,500.00	12,500.00
10	Puesta a tierra y equipotencialidad	glb	1	9,800.00	9,800.00
11	Ingeniería, estudios y permisos	glb	1	18,500.00	18,500.00
12	Montaje electromecánico y pruebas	glb	1	58,500.00	58,500.00
13	Seguridad, logística y señalización	glb	1	12,500.00	12,500.00
Subtotal directo					491,500.00
Contingencia 7 %					34,405.00
INVERSIÓN REFERENCIAL					525,905.00

Fuente: Autor.

|Análisis de sensibilidad

La rentabilidad se prueba con combinaciones simples de costo y tarifa. Si la inversión aumenta 15 % y la tarifa evitada baja a USD 0,085/kWh, el retorno se alarga y el VPN puede acercarse a cero. El proyecto se vuelve más atractivo cuando los costos disminuyen o la tarifa aumenta. En su licitación, la universidad debería establecer especificaciones de desempeño y evaluar el costo nivelado del capital, en lugar de considerar únicamente los precios de los módulos.

La variable operativa clave es el autoconsumo. Cuando se restringen las exportaciones y la demanda disminuye durante los periodos de inactividad, parte de la energía potencial queda sin utilizar. Un enfoque gradual puede reducir este riesgo: comenzar con 300 KWp, monitorear el rendimiento durante un año y luego ampliar a 499,5 KWp si el perfil de consumo indica que se puede absorber suficiente energía.

Tabla 12. Indicadores CAPEX

Escenario	CAPEX	Tarifa (USD/kWh)	Producción útil	Retorno simple aprox.
Conservador	USD 604,791	0,085	90 %	10,5-12 años
Base	USD 525,905	0,105	100 %	7.3 años
Favorable	USD 483,833	0,120	100 %	5,5-6,5 años

Fuente: Autor.

|Evaluación de rentabilidad y decisión

Con los supuestos base, el proyecto es técnicamente viable y económicamente rentable: usa una fracción de la cubierta disponible, produce cerca de 759 MWh/año y presenta recuperación simple alrededor de siete años. La conclusión es condicional porque la energía anual, la tarifa y el costo no han sido verificados con documentación del campus.

Se recomienda aprobar una fase de ingeniería y medición, no la compra inmediata de los 900 módulos. La decisión de inversión puede emitirse después de confirmar consumo anual, perfil de 15 minutos, estado de cubiertas, costo de interconexión y compatibilidad con la subestación de 2,5 MVA. Si el escenario conservador mantiene VPN no negativo y retorno menor a 12 años, la ejecución resulta razonable.

6. CONCLUSIONES

1. Un estudio preliminar de diseño indica que el campus universitario cuenta con espacio suficiente para un sistema fotovoltaico de 499,5 KWp conformado por 900 módulos solares de 555 Wp cada uno, que cubren una superficie aproximadamente 2902 m². Con una demanda máxima estimada de 570 kW y un horario universitario que favorece el autoconsumo diurno, la propuesta parece adecuada, aunque aún es necesario confirmar in situ las superficies disponibles y los perfiles de demanda.

2. El sistema fotovoltaico se conformó por 5 inversores centralizados de 100 kW y 50 cadenas, cada una con 18 módulos fotovoltaicos, se espera que el conjunto propuesto genere aproximadamente 758 MWh/año con 5,20 horas pico de sol y un factor de potencia (FP) de 0,80. Su conexión preliminar a la red principal de 220 V requerirá un transformador y protección contra alta corriente, además de la coordinación con la futura subestación de 2,5 MVA.

3. El presupuesto estimado asciende a un monto de USD 525.905,00. Suponiendo una tarifa evitada de USD 0,105/kWh, costos anuales de O&M del 1,2% y una degradación del 0,5%, el retorno simple es de aproximadamente 7,3 años; con una tasa de descuento del 9%, el VAN es de USD 164.619,36. En el escenario base, el proyecto es, por lo tanto, rentable, a la espera de la validación documental, estructural, regulatoria y comercial.

7. RECOMENDACIONES

1. Se sugiere realizar una medición durante al menos siete días con un analizador de red; lo ideal son cuatro semanas para incluir los fines de semana. Registrar la demanda cada 15 minutos, junto con el factor de potencia, los armónicos y la calidad del voltaje; además, recopilar doce facturas y planes de electricidad actualizados.

2. Se recomienda, encargar un estudio estructural, un análisis de viento y corrosión, un estudio de sombras y la coordinación de protecciones. El diseño detallado debe integrarse con la subestación de 2,5 MVA, mientras que el distribuidor debe aprobar el punto de conexión, la disposición de la medición y el control del excedente.

3. En base a la oferta en el rendimiento y de comparación de al menos tres ofertas de alcance similar. Se debe exigir una producción garantizada, equipos certificados, garantías, monitoreo, repuestos y un plan de mantenimiento. Para limitar el riesgo asociado al perfil de carga previsto, además de considerar implementar los sistemas de 300 kWp y 199,5 kWp por fases.

8. REFERENCIAS

- Aguilera, R., & Henry, M. (2024). *Diseño de sistema de protección contra descargas atmosféricas para zona de tanques de GLP*. Ecuador: Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana.
- Ahmed, M., & Bawayan, H. (02 de 2025). *Modern advancements of energy storage systems integrated with hybrid renewable energy sources for water pumping application*. Obtenido de ScienceDirect:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098625000229>
- Andrade, R., & Pinargote, V. (08 de 2023). *A sustainable and efficient alternative for water pumping in electrically isolated rural areas of Ecuador*. Obtenido de ResearchGate:
https://www.researchgate.net/publication/372852298_A_sustainable_and_efficient_alternative_for_water_pumping_in_electrically_isolated_rural_areas_of_Ecuador
- Caiza, I., & Culqui, J. (2024). *Sistema de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra para una torre de comunicaciones en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Belisario Quevedo*. Ecuador: Universidad de las Fuerzas Armadas.
- Calva, F. (2023). *Diseño e implementación de un sistema híbrido de generación de energía en zonas aisladas*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Cevallos, D. (2024). *Diseño de un sistema protecciones atmosférica según la norma NFPA 780 para el edificio de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas*. Ecuador: Universidad Técnica del Norte.
- Chica, A. (2023). *Diseño de una micro red fotovoltaica de autoconsumo para un sistema sostenible acuapónico*. Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- De la Torre, A. (2022). *Diseño de un sistema de generación distribuida fotovoltaica para el bloque "D" del campus Sur de la Universidad Politécnica Salesiana*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Delgado, O. (2022). *Insertión de generación distribuida en redes de distribución considerando la minimización de energía no servida*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Domínguez, M. (2024). *Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos para viviendas en zonas aisladas de la red eléctrica : diseño de un sistema de generación fotovoltaico residencial autónomo para consumo nivel 1*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Flores, C. (2024). *Estudios y diseños para la implementación de una central fotovoltaica para*

- autoabastecimiento de energía eléctrica en el edificio de la plataforma gubernamental sur de desarrollo social: diseño de los componentes y simulación energética del proyecto de a.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Flores, E. (2026). *Evaluación técnico-económica de sistemas híbridos eólico-solares con almacenamiento para el abastecimiento de la demanda eléctrica en el contexto ecuatoriano.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Freddy, P. (2024). *Factibilidad técnica-económica de un sistema de generación fotovoltaico conectado a red para la unidad Educativa Técnico Salesiano.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana .
- Gancho, D. (2023). *Generación distribuida: oportunidades y condiciones para su desarrollo en el Ecuador : análisis de los efectos de la aplicación de la normativa vigente en el ecuador, con enfoque en los clientes residenciales.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Garcia, M., & Campuzano, E. (2024). *Propuesta de implementación de protecciones atmosféricas para un establecimiento ubicado en zona de alta probabilidad de rayos.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Gazho, G., & Ortiz, J. (2025). *Análisis del impacto dinámico de los sistemas de generación distribuida en los sistemas de subtransmisión a 69kV de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Luis, L., & Zoria, J. (2024). *Estudio de factibilidad para el uso de un sistema híbrido con energía eólica, solar FV, generadores diésel y baterías en el área de Irquis - Sector Tarqui.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana .
- Mora, S. (2024). *Evaluación y gestión sostenible de baterías de segunda vida en sistemas solares fotovoltaicos de San Cristóbal, Galápagos.* Ecuador: Universidad San Francisco de Quito.
- Murillo, X. (2024). *Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en una vivienda ubicada en la urb. La Joya - Zafiro.* Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Parrales, A. (2025). *Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía hasta 6 horas para disminuir el consumo eléctrico en horario diurno y respaldar las cargas críticas en una vivienda ubicada en la Urb. El Condado.* Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Pérez, M. (2024). *Diseño de un sistema fotovoltaico para optimizar el abastecimiento de energía eléctrica en las oficinas administrativas del campus tecnológico de la*

Universidad Tecnológica Indoamérica. Ecuador: Universidad Tecnológica Indoamérica.

- Pupiales, L. (2025). *Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos para viviendas en zonas aisladas de la red eléctrica : diseño de un prototipo de sistema de generación fotovoltaico residencial autónomo para consumo nivel 3*. Ecuador: Escuela Politecnica Nacional.
- Quevedo, J. (2021). *Diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para el autoabastecimiento de dos empresas del sector agroindustrial : diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la fábrica de vinos de mortiño “El último Inca”*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Quinteros, K. (2025). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico híbrido offgrid para suministrar energía eléctrica al área comunal de un centro turístico*. Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Reascos, B. (2022). *Diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica de respaldo para estaciones multiservicio de telecomunicaciones en Chiriboga-Santo Domingo*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Ruales, C. (2024). *Diseño y simulación del crecimiento de un sistema fotovoltaico híbrido considerando el aumento de demanda en la planta industrial de la empresa productos SKS Farms Paccari Chocolate*. Ecuador: Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui.
- Santacruz, J. (2024). *Diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para el autoabastecimiento de dos empresas del sector agroindustrial: diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para los nuevos invernaderos de la empresa Vejan Flowers*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Serrano, M. (2023). *Diseño e implementación de un prototipo de un sistema híbrido fotovoltaico e hidroeléctrico en el Reservorio de Cumbayá: estudio del sistema híbrido fotovoltaico flotante e hidroeléctrico en las cuencas hídricas del país del Ecuador*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Suarez, K. (2024). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red para disminuir el consumo energético en un Centro Comercial Península Santa Elena*. Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Vazquez, R. (2023). *Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos en los sectores residenciales, comerciales e industriales de la ciudad de Ibarra*. Ecuador: Universidad Técnica del Norte.

9. ANEXOS TÉCNICOS DE PREDISEÑO

|Anexo A. Matriz de datos técnicos para levantamiento de información

La presente matriz se convierte en un documento base para el desarrollo del trabajo donde se detalla un resumen de los datos técnicos como área de la infraestructura, consumo, demanda, índices meteorológicos, etc.

Dato	Valor usado	Evidencia requerida	Responsable
Área total	140.000 m ²	Plano catastral/topográfico	Infraestructura
Cubierta útil	10.400 m ²	Planos y visita	Civil
Demanda máxima	570 kW	Memoria del medidor	Eléctrico
Consumo anual	1.820 MWh	12 facturas	Financiero
Transformador	750 kVA	Placa y pruebas	Eléctrico
Subestación futura	2,5 MVA	Diseño aprobado	Planificación
Irradiación	5,20 kWh/m ² ·día	Serie georreferenciada	Diseñador
Tarifa	0,105 USD/kWh	Factura vigente	Financiero

|Anexo B. Resumen de Cálculo de carga

Potencia de carga (Universidad): $S = 570/0,94 = 606.4$ kVA. Cargabilidad del transformador: 80.9 %. Corriente de carga: $I = 570.000/(\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,94) = 1,591$ A.

Potencia fotovoltaica: $P_{dc} = 900 \cdot 555/1.000 = 499.5$ kWp. Energía anual: $E = 499.5 \cdot 5,20 \cdot 365 \cdot 0,80 = 758,441$ kWh/año.

Configuración: 50 cadenas $\times$ 18 módulos = 900 módulos. Cinco inversores $\times$ 10 cadenas. V_{mp} de cadena = 752,4 V; V_{oc} corregida a 15 °C $\approx$ 918,8 V.

Área: $900 \cdot 2,58 \cdot 1,25 = 2,902$ m². Cobertura anual estimada: 41.7 %.

|Anexo C. Lista de comprobación para ingeniería definitiva

La siguiente lista debe cerrarse antes de emitir planos para construcción. Cada comprobación tendrá fecha, responsable y evidencia vinculada al expediente del proyecto.

1. Confirmar doce meses de facturación y demanda de 15 minutos.
2. Levantar tableros, calibres, longitudes y protecciones existentes.
3. Medir resistencia de puesta a tierra y evaluar paso/contacto.
4. Completar estudio estructural y de viento por cubierta.
5. Modelar sombras con obstáculos y ampliaciones previstas.
6. Seleccionar módulos e inversores con fichas definitivas.
7. Recalcular cadenas en temperaturas extremas.
8. Realizar cortocircuito y coordinación de protecciones.
9. Definir control de exportación y medición con distribuidora.
10. Coordinar la interconexión con la subestación de 2,5 MVA.
11. Obtener tres cotizaciones comparables y garantías.
12. Preparar plan de seguridad, mantenimiento y gestión de residuos.



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Quinde del Pezo José Antonio** con C.C: # **0924685639** autor del trabajo de titulación: **Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena**, previo a la obtención del título de **Ingeniero eléctrico** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 2 de septiembre de 2026

f. 

Nombre: **Quinde del Pezo José Antonio**

C.C: **0924685639**



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Estudio de un sistema solar fotovoltaico híbrido para disminuir el consumo eléctrico del campus Universidad Estatal Península de Santa Elena		
AUTOR(ES)	Quinde del Pezo José Antonio		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando Msc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	02 de septiembre de 2026	No. DE PÁGINAS:	69
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías renovables, sistema solar fotovoltaico, electricidad, circuitos DC		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	energía solar fotovoltaica, sistema híbrido, autoconsumo, generación distribuida, eficiencia energética, viabilidad técnico-económica.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras): Esta investigación examina la implementación de un sistema solar fotovoltaico híbrido para reducir el consumo de electricidad proveniente de la red en el campus principal de la Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE). El estudio aborda la necesidad de disminuir los costos energéticos, aprovechar los recursos solares disponibles y mejorar la continuidad del suministro para las actividades académicas, administrativas y científicas. Para esta investigación se utilizó una metodología con enfoque cuantitativo que maneja un alcance descriptivo ya que describe las etapas del levantamiento de información y diseño tomando en cuenta las limitantes de la infraestructura con un diseño no experimental aplicado a los requisitos técnicos variables climatológicas y presupuesto. La propuesta muestra un diseño de 499.5kWp, misma que está compuesta por 900 módulos monocristalinos de 555Wp organizado por 50 cadenas de 18 módulos conectados para 5 inversores de 100kW. El conjunto fotovoltaico ocupa un área 2.902 m2 considerado para 5,20 horas y con una producción de 758 MWh al año y un rendimiento de 0.80. Cubriendo de esta manera el 42% del consumo estimado del campus universitario. Por los meses de agosto genera una demanda máxima de 570kWp que favorece al cliente y como medida de respaldo se tiene un sistema conformado por baterías para cubrir la demanda de la carga crítica. La inversión del proyecto cuenta con un monto de 525,905 dólares y una recuperación de la inversión de 7.3 años. Dentro del análisis financiero se evidencio un VAN de 164,619.36 dólares que indica que el sistema es económicamente viable y que es autosustentable gracias al ahorro energético por la inyección de energía a la red teniendo como beneficio técnico los créditos por inyección de excedentes de energía.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593991741622	E-mail: jose.quinde@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Bohórquez Escobar, Celso Bayardo		
	Teléfono: +593 995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			